

**Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben ‚Windenergie an Land'**

# Kostensituation der Windenergie an Land

# Stand 2024

FKZ: 03MAP434

Berichtsnr.: SP24011A1

Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums für
Wirtschaft und Klimaschutz




Dieser Bericht wurde erstellt durch:

**Deutsche WindGuard**

Silke Lüers
Anna-Kathrin Wallasch
Merle Heyken

Bericht vom 01. Oktober 2024
zuletzt korrigiert am 2. Dezember 2024

Vorhabens-Konsortium:










Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65 A
26316 Varel

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Meitnerstr. 1
70563 Stuttgart

Nefino GmbH
Andreaestraße 2a
30159 Hannover



# Inhaltsverzeichnis



## Abbildungsverzeichnis



## Tabellenverzeichnis

# Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2024

Die Deutsche WindGuard ist gemeinsam mit den Unterauftragnehmern Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und Nefino durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben ‚Windenergie an Land' beauftragt. Das Vorhaben hat eine Laufzeit von April 2024 bis April 2028 und dient der Unterstützung des BMWK hinsichtlich der Evaluation des EEG in Bezug auf die Windenergie an Land.

Der vorliegende Bericht zur Kostensituation der Windenergie an Land mit Stand Anfang Oktober 2024 ist der erste im aktuellen Beratungsvorhaben erstellte Bericht zu diesem Thema, welcher jedoch auf Erkenntnissen aus früheren Vorhaben aufbauen kann. Bereits in den Jahren 2022 und 2023 wurden jeweils zum Jahresende Berichte zur Kostensituation [DWG 2022, 2023] veröffentlicht.

Im Rahmen der Betrachtung der Kostensituation der Windenergie an Land werden die einzelnen Kostenkomponenten bei Branchenakteuren abgefragt und anonymisiert ausgewertet. Aus den übermittelten Daten, ergänzenden Recherchen und Auswertungen werden Stromgestehungskosten ermittelt. Die Auswirkung der Veränderung einzelner Eingangsannahmen wird untersucht. Abschließend wird aus den zu erwartenden Stromgestehungskosten ermittelt, welche Gebotshöhe in einer Ausschreibung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erforderlich ist, um die betrachteten Anlagen wirtschaftlich zu betreiben.

# 1. Kostenstruktur

Grundlage für die Analyse der Kostensituation der Windenergie an Land sind die erhobenen und recherchierten Daten zur Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten. Im Folgenden wird die genutzte Datengrundlage beschrieben und die Auswertung der erhobenen Daten dargestellt. Dabei wird in die Bereiche Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten, Finanzierung und Betriebskosten unterteilt. Die Ergebnisse der Kostendatenerhebung fließen in die im zweiten Abschnitt folgende Berechnung und Analyse der Stromgestehungskosten ein.

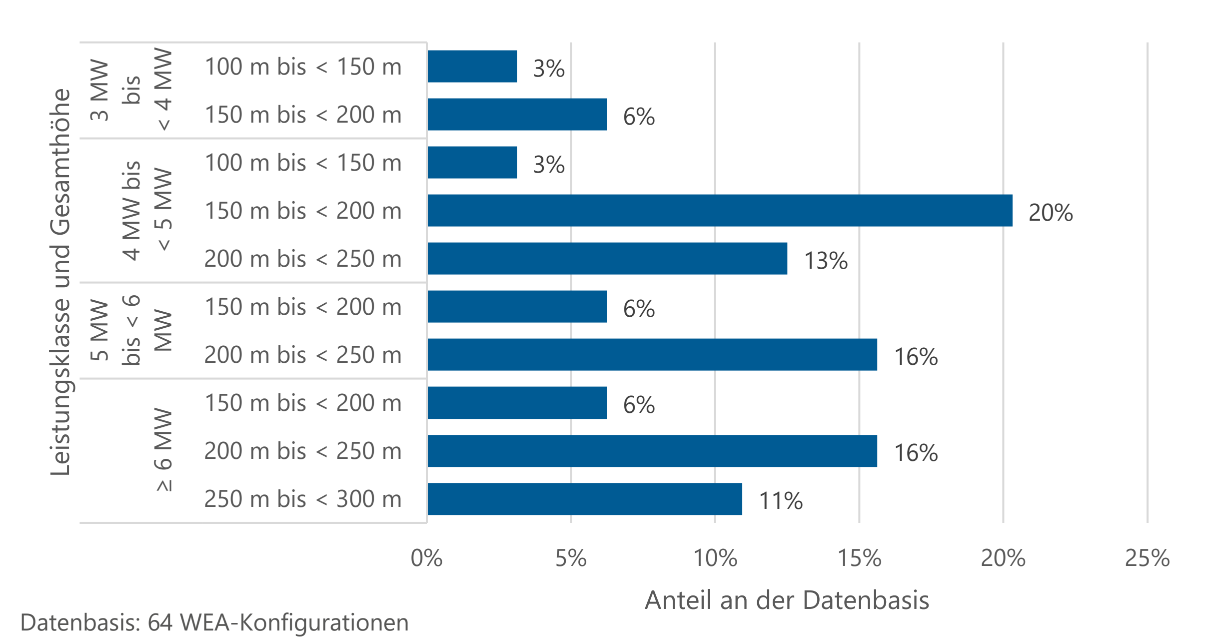
## 1.1. Datengrundlage

Die Grundlage für die Analyse der Kostensituation der Windenergie an Land bildet die Befragung von Branchenakteuren. Neben den bei Projektentwicklern, Betreibern und Anlagenherstellern erhobenen Kosten, fließen in ergänzenden Recherchen erfasste Daten in die Analysen mit ein. Insbesondere für die Betrachtung der historischen Verläufe werden auch Daten aus Vorgängervorhaben genutzt.

Die Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen (WEA) werden im Rahmen einer Herstellerbefragung ermittelt. Die Gesamtinvestitionskosten, Finanzierungsparameter sowie Betriebskosten von aktuellen Windenergieprojekten werden durch Erhebungen bei Projektentwicklern und Betreibern erfasst. Im Folgenden wird ein Überblick über den Umfang und die Art der erzielten Datenrückläufe im Rahmen der Erhebungen bei den unterschiedlichen Branchenakteuren gegeben.

**Befragung der Hersteller**

Im Rahmen der Erhebung der Hauptinvestitionskosten bei Anlagenherstellern wurden im Sommer 2024 aktuelle Anlagenpreise abgefragt. Es wurden von fünf Herstellern Daten geliefert. Die Hersteller, die sich an der Datenerhebung beteiligt haben, stehen gemeinsam für 93 % des Marktes, gemessen am Zubau im Jahr 2024 und allen zum Berichtszeitpunkt bereits genehmigten Anlagen. Auf Basis der Datenerhebung konnten Kostenangaben für 64 Anlagenkonfigurationen gesammelt werden. Die einzelnen Anlagenkonfigurationen werden auf Basis der jeweiligen Anlagenleistung und der Gesamthöhe (GH) der Anlage verschiedenen Anlagenklassen zugeordnet. Die folgende Abbildung 1 gibt nähere Hinweise zur Verteilung der vorhandenen Datensätze auf unterschiedliche Leistungsklassen und Gesamthöhen.




*Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 1: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2024 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe*

In der Erhebung wurden Preise für Anlagen gemeldet, die aktuell von den Anlagenherstellern für den deutschen Markt angeboten werden. Preise für Anlagen niedrigerer Leistungsklassen (< 3 MW) wurden nicht gemeldet. Anlagen mit einer Leistung von 1 bis ≤ 2 MW sind seit längerem auf dem deutschen Markt nicht mehr üblich. Die Anlagenklasse von 2 MW bis < 3 MW wird teilweise noch genehmigt, liegt jedoch nicht mehr im Fokus der Anlagenhersteller. Seit einigen Jahren sind auch Anlagentypen mit weniger als einem Megawatt, die von einem der großen Multi-Megawatt-Anlagenherstellern bis vor einiger Zeit angeboten wurden, vom Markt verschwunden. Hersteller, die grundsätzlich auf kleine Anlagen, mit weniger als einem Megawatt Nennleistung fokussiert sind, wurden bei der Befragung nicht berücksichtigt.

Die übermittelten Anlagenpreise wurden in vier Leistungsklassen gruppiert. Anlagen mit 3 MW bis < 4 MW machen 9 % der Datensätze aus und sind somit die am geringsten vertretene Leistungsklasse. Anlagen mit 4 MW bis < 5 MW stellen 36 % und Anlagen mit 5 MW bis < 6 MW stellen 22 % der Datenbasis dar. Zur Leistungsklasse ≥ 6 MW, die Anlagen bis zu einer Nennleistung von 7,2 MW umfasst, gehören 33 % der Datensätze. Neben der Einteilung in Leistungsklassen ist die Datenbasis in Abhängigkeit der Gesamthöhe gruppiert. 6 % der Anlagenkonfigurationen weisen eine Gesamthöhe von 100 bis < 150 m auf. 38 % der Anlagen liegen im Bereich von 150 m bis < 200 m, 45 % – und damit die größte Kategorie – stellen Gesamthöhen von 200 m bis < 250 m dar. Weitere 11 % der Anlagen in der Datenbasis verfügen über eine Gesamthöhe über 250 m.

**Befragung der Projektierer**

Im Sommer 2024 wurde eine Kostendatenerhebung bei Projektierern von Windenergieprojekten durchgeführt. Die Rücklaufquote bezogen auf die Anzahl der kontaktierten Unternehmen betrug 31 %. Der Datenbasis wurden zudem Projekte mit geplanter Inbetriebnahme (IBN) im Betrachtungszeitraum hinzugefügt, die bereits im Vorgängervorhaben erfasst wurden. Weiterhin wurden Informationen zur Kostensituation von Projekten mit Inbetriebnahme im Betrachtungszeitraum aus öffentlich zugänglichen Quellen erfasst und der Datenbasis hinzugefügt.



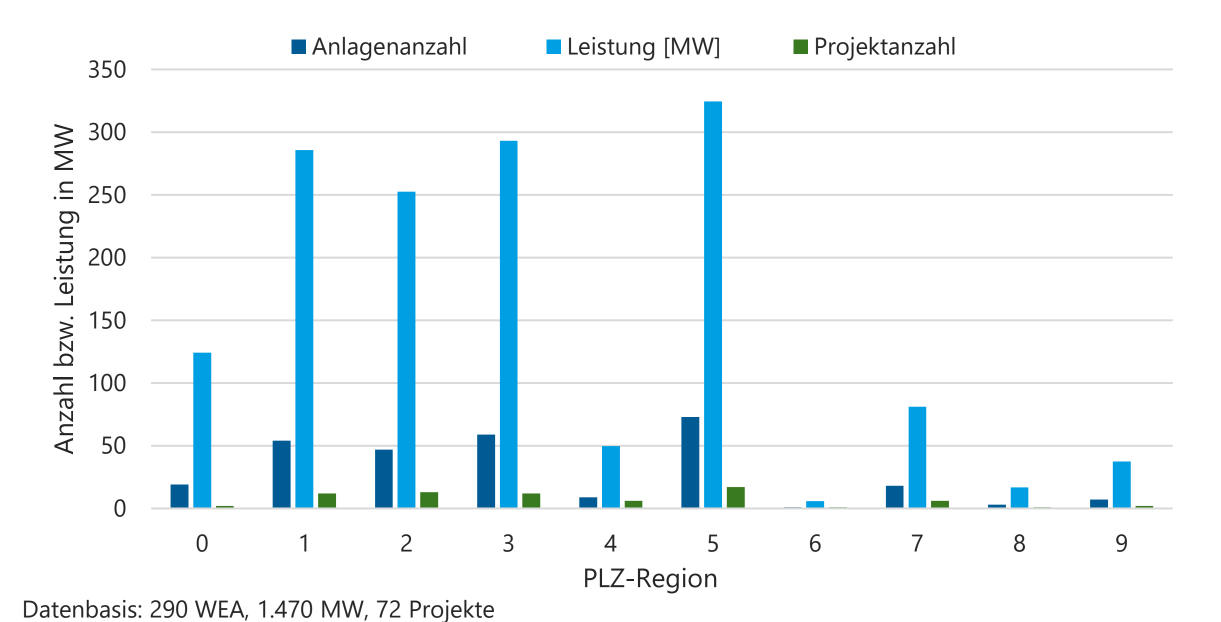
Im Ergebnis umfasst die Datenbasis für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2024 bis 2026 insgesamt 290 WEA mit einer Leistung von 1.470 MW in 72 Projekten. Das entspricht einem Anteil von rund 7 % an den zum Berichtszeitpunkt im Jahr 2024 installierten sowie bereits genehmigten Windenergieanlagen. Für alle erfassten Datensätze sind mindestens die Gesamtinvestitionskosten oder die jährlichen Betriebskosten auswertbar. Die meisten Datensätze umfassen jedoch weitaus detailliertere Informationen zu den Anteilen unterschiedlicher Kostenpositionen. Die Datensätze werden so aggregiert, dass möglichst viele der übermittelten Informationen in die Analyse einfließen können.

Für alle Postleitzahlregionen (PLZ-Regionen) Deutschlands wurden Daten erfasst. Die größte Datenbasis besteht mit über 300 MW für die PLZ-Region 5, mindestens 200 MW umfasst die Datenbasis für die PLZ-Regionen 1 bis 3. Für die PLZ-Region 0 wurden zu über 100 MW Windenergieleistung Kostendaten erfasst und für die PLZ-Region 7 sind es über 80 MW. Eher wenige Daten beziehen sich hingegen auf die PLZ-Regionen 4, 6, 8 und 9.

Der erzielte bzw. erwartete Zubau verteilt sich im Betrachtungszeitraum ebenfalls nicht gleichmäßig über die Regionen. Projekte mit Inbetriebnahme ab 2024 sowie zum Analysezeitpunkt bereits erteilte Genehmigungen häufen sich analog zur Datenbasis in den PLZ-Regionen 1, 2, 3 und 5 mit jeweils 15 bis 21 % der installierten Leistung. In der PLZ-Region 4 befinden sich 10 % der Leistung und in der Region 0 7% der Leistung. Die Regionen 6 bis 9 weisen jeweils nur 1 bis 4 % der Leistung auf. Entsprechend zeigt der Vergleich der Kostendatenbasis mit den Inbetriebnahmen und Genehmigungen ab 2024 eine relativ gute Übereinstimmung. Größere Abweichungen (> 5 %-Punkte) der Datenbasis vom erwarteten Zubau liegen insbesondere für die PLZ-Region 4, die in der Kostendatenbasis unterrepräsentiert ist, und für die PLZ-Region 5, die in der Datenbasis überrepräsentiert ist, vor.

Da die Datenbasis naturgemäß nur einen kleineren Teil des Realzubaus abdeckt, bewegen sich die genannten Abweichungen hinsichtlich der Verteilung auf die PLZ-Regionen in einem erwartbaren Rahmen. Abbildung 2 gibt nähere Informationen zur geografischen Verteilung der vorhandenen Datensätze für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2024 bis 2026.




*Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 2: Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2024 bis 2026 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen*

## 1.2. Hauptinvestitionskosten

Die Hauptinvestitionskosten umfassen alle Komponenten der Windenergieanlage (Rotor, Gondel, Turm und Fundament), die Logistik- und Transportkosten der Anlagen zum jeweiligen Projektstandort sowie die Installationskosten. Üblicherweise werden Logistik und Installation vom Hersteller übernommen und in die Anlagenpreise einkalkuliert. Die Kosten für die Fundamente der Anlagen wurden in der Vergangenheit nicht als Bestandteil der Hauptinvestitionskosten ausgewiesen und stattdessen den Investitionsnebenkosten zugerechnet. Mit der aktuell vorliegenden Analyse wird diese Methodik verändert, Anlagenpreise werden künftig inklusive des Fundaments dargestellt. Diese Anpassung der Methodik wurde für nötig befunden, da Hersteller insbesondere für Anlagen mit Hybridtürmen keine preisliche Trennung zwischen der Anlage und dem Fundament vornehmen können. Diese methodische Anpassung wird für Betrachtungen der Kostenentwicklung im Zeitverlauf innerhalb dieses Berichts auf die Ergebnisse aus früheren Zeiträumen übertragen, um einen Vergleich zu ermöglichen.

**Ergebnisse der Datenerhebung**

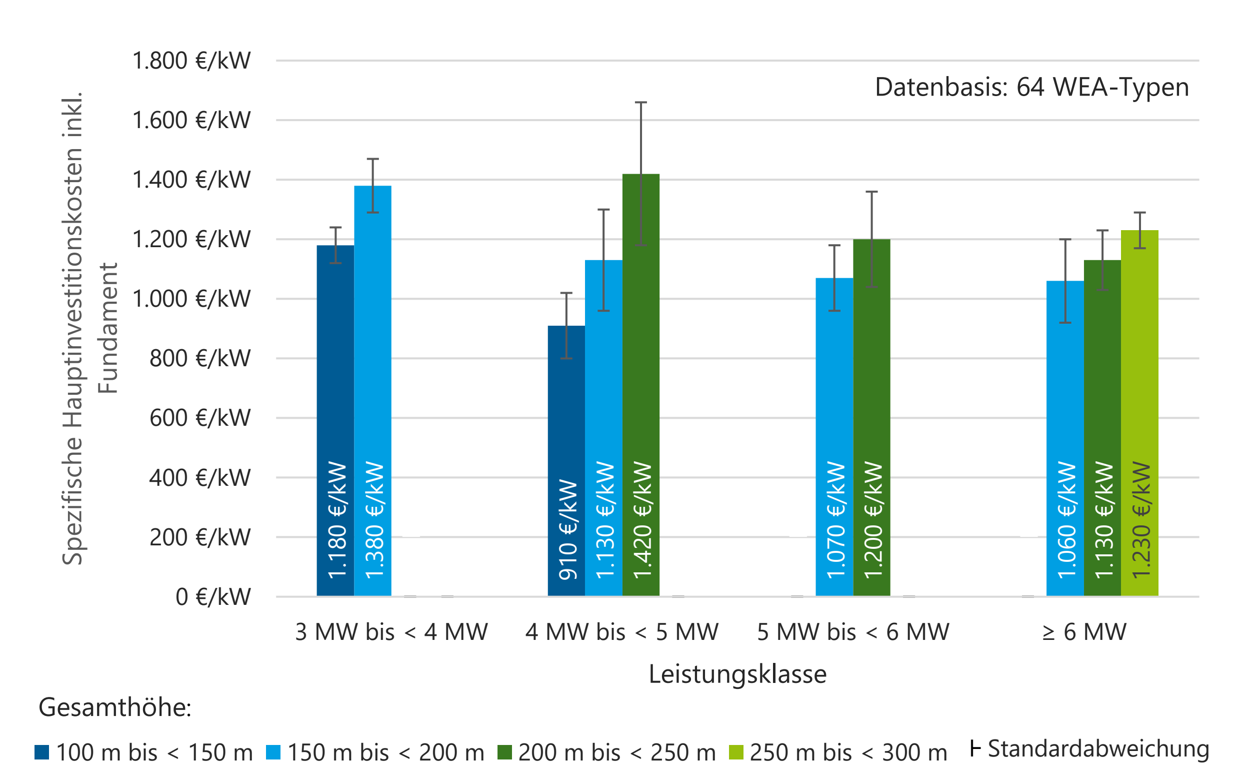
Die Hauptinvestitionskosten wurden auf Basis einer Abfrage bei den auf dem deutschen Markt aktiven Herstellern von Windenergieanlagen erhoben. Zu den Bestandteilen der Hauptinvestitionskosten zählen die Windenergieanlage (inklusive Rotor, Gondel und Turm), das Standard-Fundament sowie Transport und Installation. Auf Basis der Herstellermeldungen, bei denen die einzelnen Kostenbestandteile separat ausgewiesen wurden, konnte eine typische Verteilung der Kostenkomponenten ermittelt werden. Die Komponenten stellen im Mittel die folgenden Anteilen an den gesamten Hauptinvestitionskosten:

| | |
|---|---:|
| Windenergieanlage | 74% |
| Standard-Fundament | 7% |
| Transport und Installation | 19% |




Die ermittelten durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung werden in Abbildung 3 differenziert nach je vier Leistungs- und Gesamthöhenklassen dargestellt. Die Gesamthöhe setzt sich aus der Nabenhöhe und dem halben Rotordurchmesser (Rotorradius) zusammen. Steigende Gesamthöhen resultieren folglich entweder aus steigenden Nabenhöhen, steigenden Rotordurchmessern oder einer Kombination beider Aspekte. Innerhalb einer Leistungsklasse verändert sich insbesondere die Nabenhöhe, bei relativ ähnlichen Rotordurchmessern. Mit steigender Leistungsklasse steigt auch der mittlere Rotordurchmesser.

Die Kostenunterschiede zwischen den unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen sind in der Darstellung in Abbildung 3 hinsichtlich der Gesamthöhe und der Leistungsklasse sichtbar. Mit zunehmender Gesamthöhe steigen die spezifischen Hauptinvestitionskosten innerhalb einer Leistungsklasse. Mit zunehmender Anlagenleistung sinken die spezifischen Kosten. Der Skaleneffekt, der die sinkenden spezifischen Kosten bei steigender Leistung verursacht, ist insbesondere in den Leistungsklassen zwischen 3 und 6 MW gut sichtbar. Der Effekt flacht in der Leistungsklasse ab 6 MW etwas ab. Zum einen ist die Leistungssteigerung gegenüber der vorhergehenden Leistungsklasse weniger erheblich, zum anderen handelt es sich bei den Anlagen ab 6 MW um die neueste Anlagengeneration, für die langfristig weitere Kostensenkungen zu erwarten sind. Die Standardabweichung der Kosten innerhalb der einzelnen Gesamthöhen- und Leistungsklassen liegt zwischen 5 und 17 %.




*Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 3: Spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament (netto) im Jahr 2024 mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe*

**Abhängigkeit der Anlagenkosten von der Anlagenkonfiguration**

Die Preise für Windenergieanlagen, die vom Hersteller abgerufen werden, lassen sich nicht ausschließlich über die Anlagenkonfiguration erklären. Neben der Konfiguration können viele weitere Einflussfaktoren, wie beispielsweise die Höhe der Entwicklungskosten oder die Wirkung von



Skaleneffekten durch hohe Produktionsmengen, die Preise beeinflussen. Mittels einer Regressionsanalyse hinsichtlich der gängigen Konfigurationsparameter einer Windenergieanlage wurden Abhängigkeiten der Hauptinvestitionskosten ermittelt. Hinsichtlich der Hauptinvestitionskosten (HIK) wurde ein adjustiertes Bestimmtheitsmaß von 52 % mit den drei signifikanten Parametern, Nennleistung, spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe, erreicht. Die Hauptinvestitionskosten lassen sich auf Basis der folgenden Formel für unterschiedliche Konfigurationen herleiten.

$$HIK = 1.743{,}95\frac{€}{\mathrm{kW}} - 81{,}21\frac{€}{\mathrm{kW} * \mathrm{MW}} * P - 1{,}66\frac{€ * \mathrm{m}^2}{\mathrm{kW} * \mathrm{W}} * SFL + 2{,}91\frac{€}{\mathrm{kW} * \mathrm{m}} * NH$$

Dabei ist:

| | |
|---|---|
| $HIK$ | Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW |
| $P$ | Nennleistung im MW |
| $SFL$ | spezifische Flächenleistung in W/m² |
| $NH$ | Nabenhöhe in m |

In Abbildung 4 sind die Abhängigkeiten der spezifischen Hauptinvestitionskosten von den Parametern Nennleistung, spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe bei jeweils unveränderter übriger Konfiguration dargestellt. Zur Einordnung werden die jeweils für den Zeitraum 2024-2026 ausgewählten mittleren Konfigurationen hervorgehoben. Diese basieren auf den zum Berichtszeitpunkt im Jahr 2024 bereits installierten und den zum Berichtszeitpunkt genehmigten Windenergieanlagen an Land in Deutschland.




Spezifische Hauptinvestitionskosten
1.500 €/kW
1.000 €/kW
500 €/kW
0 €/kW
Änderung der HIK bei Änderung der Nennleistung
Mittlere Anlage
3,0 MW 3,5 MW 4,0 MW 4,5 MW 5,0 MW 5,5 MW 6,0 MW 6,5 MW 7,0 MW 7,5 MW
Nennleistung

Spezifische Hauptinvestitionskosten
1.500 €/kW
1.000 €/kW
500 €/kW
0 €/kW
Änderung der HIK bei Änderung der spezifischen Flächenleistung
Mittlere Anlage
225 W/m² 275 W/m² 325 W/m² 375 W/m² 425 W/m² 475 W/m²
Spezifische Flächenleistung

Spezifische Hauptinvestitionskosten
1.500 €/kW
1.000 €/kW
500 €/kW
0 €/kW
Änderung der HIK bei Änderung der Nabenhöhe
Mittlere Anlage
80 m 100 m 120 m 140 m 160 m 180 m
Nabenhöhe

*Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 4: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten 2024 in €/kW in Abhängigkeit von der Nennleistung, der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe*

Wie die Trendlinien in Abbildung 4 zeigen, nehmen die spezifischen Hauptinvestitionskosten mit steigender Nennleistung und steigender spezifischen Flächenleistung ab. Mit zunehmender Nabenhöhe nehmen die spezifischen Hauptinvestitionskosten hingegen zu. Die Abweichung der von den Herstellern gemeldeten einzelnen Kostendaten beträgt gemessen an den mittels Trendlinien erzeugten Kostendaten bei Berücksichtigung der spezifischen Flächenleistung, der Nabenhöhe und der Nennleistung der Anlagen etwa 10 %.

Da sich anhand der Trendlinien der Herstellerangaben mittlere Hauptinvestitionskosten für beliebige Anlagenkonfigurationen ermitteln lassen, ist auf dieser Basis ein Abgleich mit den durch die Projektierer gemeldeten Projektdaten möglich. Dieser Abgleich wurde auf Basis der Daten zu Projekten mit erwarteter Inbetriebnahme in den Jahren 2024 bis 2026 durchgeführt. Die Abweichung der auf Basis der Herstellerdaten hergeleiteten Hauptinvestitionskosten von den projektspezifisch gemeldeten Kostendaten der Projektentwickler liegt im Mittel ebenfalls bei 10 %. Dabei liegen die

Projektiererangaben im Schnitt um 2 % unter den berechneten Werten. Die Abweichungen liegen insgesamt im zu erwartenden Rahmen und können z. B. durch unterschiedlich stark repräsentierte Hersteller und Anlagentypen sowie -spezifikationen, unterschiedliche Abnahmemengen bzw. unterschiedliche Verhandlungspositionen bedingt sein. Da die Herstellerdaten einen größeren Marktanteil abdecken als die Stichprobe der Projektiererdaten, werden diese für weitere Berechnungen verwendet.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Kapitel 2 werden die auf Basis der Herstellerdaten berechneten Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Nabenhöhe, der Nennleistung und der spezifischen Flächenleistung genutzt, um detaillierte Annahmen für die mittleren Kosten einer Windenergieanlage mit definierter Konfiguration zu treffen.

**Volllaststunden am Referenzstandort**

Für jeden Windenergieanlagentyp können auf Basis der Leistungskurve in Verbindung mit definierten Ausgangsannahmen Angaben zu den kalkulierten Volllaststunden am Referenzstandort gemacht werden. Diese Annahme ist für die spätere Stromgestehungskostenermittlung entscheidend, da hierdurch der erzielbare Energieertrag bestimmt wird. Die Herleitung einer Annahme für die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort muss technologieabhängig erfolgen und wird ebenfalls auf Basis von Anlagenkonfigurationen, aus denen die Hauptinvestitionskosten abgeleitet werden, in Abhängigkeit von den Parametern, spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe, getroffen. Die Nennleistung der Windenergieanlagen wird bei der Herleitung der Volllaststunden am Referenzstandort nicht berücksichtigt, da sie nicht ausschlaggebend für die relativen Energieerträge (Volllaststunden), sondern für den absoluten Energieertrag ist. Die Volllaststunden am Referenzstandort lassen sich ebenfalls nicht vollständig, aber weitestgehend über die Anlagenkonfiguration der Anlagen in der betrachteten Stichprobe ableiten. So wurde für die Anlagentypen in der Datenbasis ein adjustiertes Bestimmtheitsmaß von 87 % mit den beiden signifikanten Parametern, spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe, erreicht. Die Volllaststunden am Referenzstandort lassen sich auf Basis der folgenden Formel für unterschiedliche Konfiguration innerhalb der betrachteten Bandbreiten näherungsweise bestimmen.

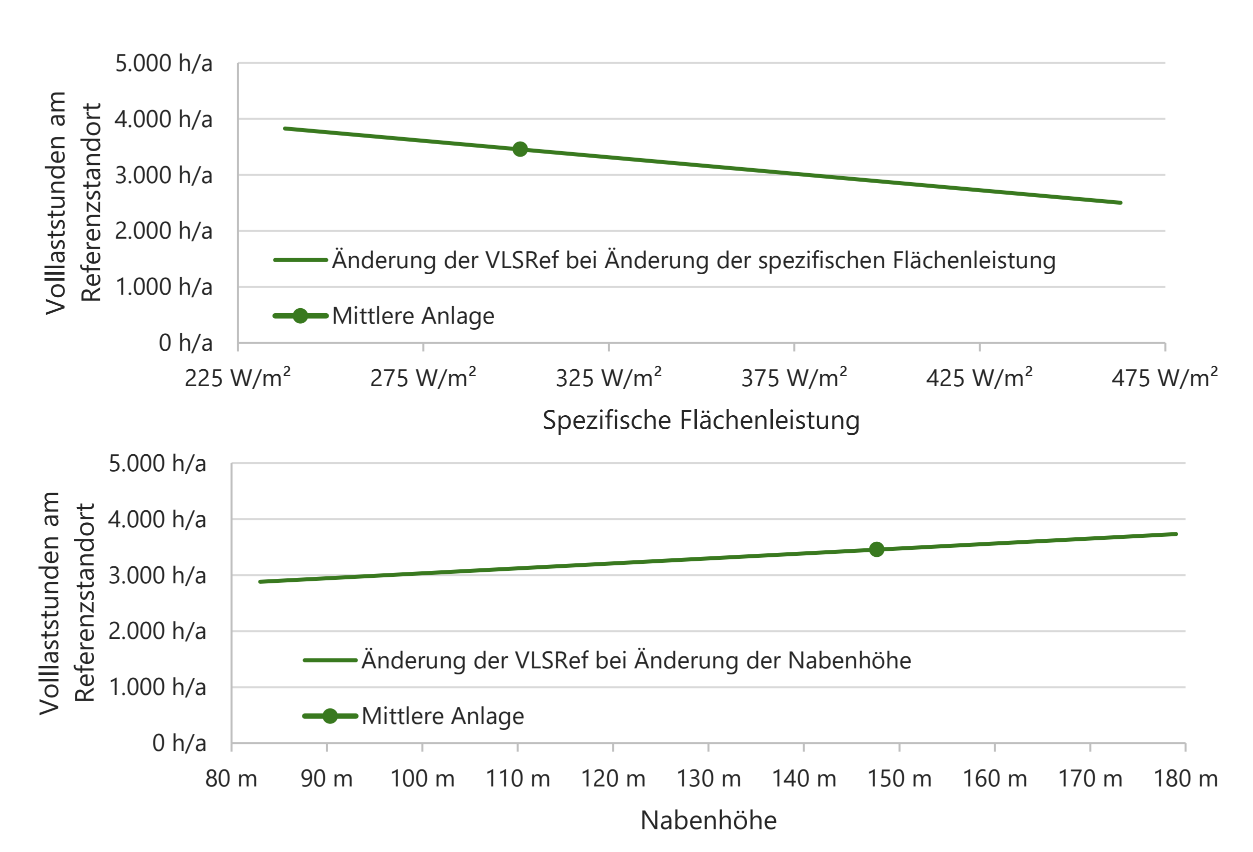
$$VLS_{Ref} = 3.918{,}1\frac{\mathrm{h}}{\mathrm{a}} - 5{,}89 * \frac{\mathrm{h} * \mathrm{m}^2}{\mathrm{a} * \mathrm{W}} * SFL + 8{,}88\frac{\mathrm{h}}{\mathrm{a} * \mathrm{m}} * NH$$

Dabei ist:

| | |
|---|---|
| $VLS_{Ref}$ | Volllaststunden am Referenzstandort in h/a |
| $SFL$ | spezifische Flächenleistung in W/m² |
| $NH$ | Nabenhöhe in m |

Die Volllaststunden am Referenzstandort steigen mit zunehmender Nabenhöhe und sinken mit zunehmender spezifischer Flächenleistung. Die entsprechenden Abhängigkeiten von einem Parameter, bei im Übrigen gleichbleibender Konfiguration, sind in Abbildung 5 graphisch dargestellt. Die mittlere Abweichung der tatsächlichen Volllaststunden am Referenzstandort für die einzelnen Anlagentypen von den berechneten Werten unter Berücksichtigung von spezifischer Flächenleistung und der Nabenhöhe der Anlagen beträgt etwa 5 %.




*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 5: Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus 2024 in Abhängigkeit von der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe*

Tendenziell ist der Anstieg der Volllaststunden am Referenzstandort größer als der Anstieg der Hauptinvestitionskosten. Somit werden im Allgemeinen Mehrkosten von höheren Anlagen mit größeren Rotoren durch höhere Energieerträge ausgeglichen, so dass sich die zusätzlichen Investitionskosten für entsprechende Konfigurationen lohnen (vgl. hierzu Abschnitt 2.3). In der Praxis ist dieser allgemeine Effekt einer Einzelfallprüfung zu unterziehen, da die tatsächlich zu erwartenden Energieerträge durch unterschiedliche Windverhältnisse oder die Ertragssteigerungen durch vom Referenzstandort abweichende Höhenprofile beeinflusst werden.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Kapitel 2 werden die in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung berechneten Volllaststunden am Referenzstandort genutzt, um detaillierte Annahmen für die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort bei einer vordefinierten Konfiguration zu treffen. Die entsprechende Konfigurationsauswahl für die Stromgestehungskostenberechnung ist in Abbildung 5 hervorgehoben.

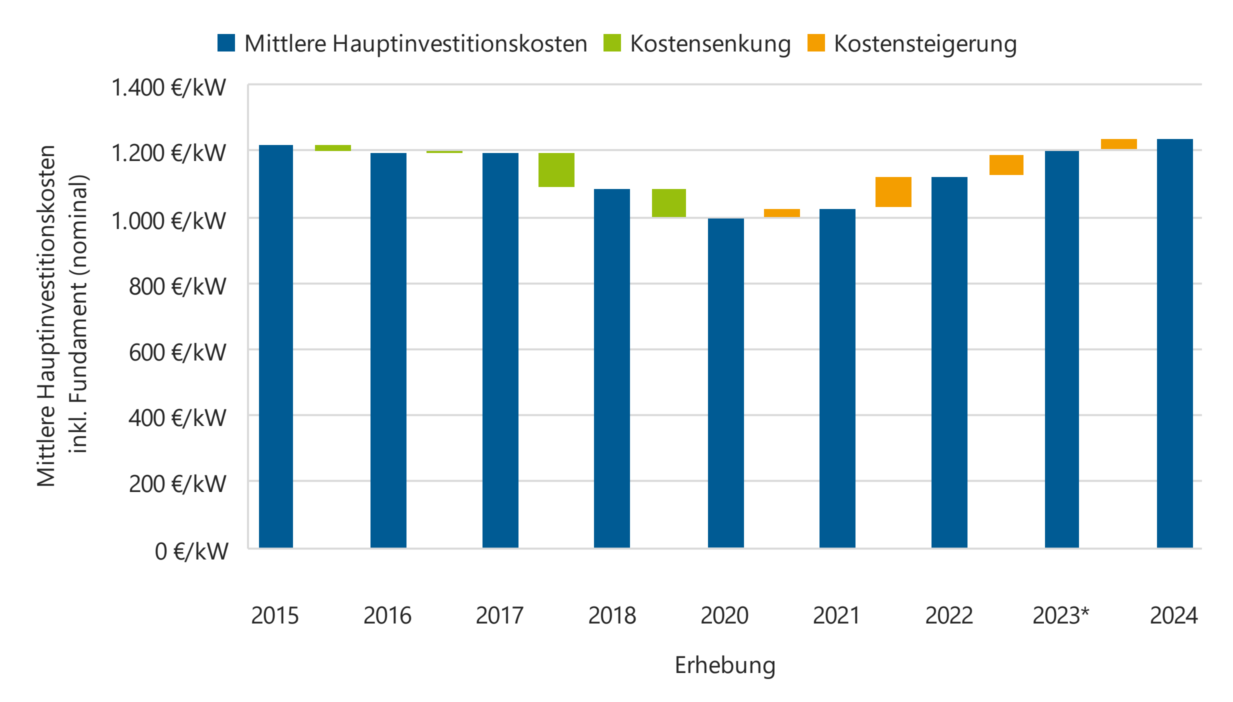
**Kostenentwicklung im Zeitverlauf**

Für die Betrachtung der Entwicklung der Hauptinvestitionskosten wurde den in der Vergangenheit erhobenen Werten jeweils die Höhe der Fundamentkosten im jeweiligen Betrachtungszeitraum hinzugerechnet. Diese Anpassung ist erforderlich, um eine Vergleichbarkeit zu den aktuell erhobenen Werten zu schaffen. In Abbildung 6 wird die nominale Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament für die im jeweiligen Jahr durchschnittliche Anlagenkonfiguration dargestellt.




Die spezifischen Hauptinvestitionskosten sind in der Vergangenheit im Zeitverlauf von 2015 bis 2020 regelmäßig gesunken. Von 2015 bis 2020 wurde im Mittel bezogen auf die jeweils mittlere installierte Konfiguration eine Kostensenkung von 4 % pro Jahr erreicht. Zwischen 2017 und 2018 wurde dabei die größte Kostensenkung festgestellt. Diese lag bei 9 %. In den zwei Jahren zwischen 2018 und 2020 wurden weitere Kostensenkungen festgestellt. In diesem Zeitraum sanken die Zubaumengen deutlich ab und die Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land waren unterzeichnet. Der Wettbewerb zwischen den verschiedenen auf dem deutschen Markt aktiven Herstellern um die wenigen Projekte wuchs. Im Betrachtungszeitraum wurden die niedrigsten nominalen Hauptinvestitionskosten 2020 beobachtet.

Von 2020 auf 2021wurde eine nominale Erhöhung der Kosten festgestellt. Nach einer nominalen Kostensteigerung von 2020 auf 2021 (+3 %), stiegen die Kosten von 2021 auf 2022 zunächst um 9% an. Die erneute Erhebung zum Jahresende 2022 (mit Fokus auf Inbetriebnahme in den kommenden Jahren) ergab eine weitere Steigerung um 8 %. Die aktuelle Erhebung im Jahr 2024 zeigt eine weitere Steigerung der Kosten um 3%. Bereits 2021 hatte eine Herstellerbefragung ergeben, dass Kostensteigerungen aufgrund von steigenden Kosten auf den Rohstoffmärkten und im Bereich Logistik aufgetreten waren und künftig verstärkt durch die Anlagenpreise widergespiegelt werden würden. Der Anfang 2022 durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine ausgelöste Schock auf die Märkte verstärkte diese Entwicklungen erheblich.




*Datengrundlage: [DWG 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2021; DWG et al. 2022; DWG 2023; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung.*
*Hauptinvestitionskosten früher Auswertungen zuzüglich des mittleren Fundamentpreises, *Erhebung in Q4 2022*

*Abbildung 6: Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration*

Die hier nicht graphisch dargestellten realen spezifischen Hauptinvestitionskosten inklusive Fundament haben sich seit 2020 kaum verändert. Nach Abzug der durch die Inflation verursachten Kostensteigerungen kann seit 2020 im Mittel nur eine Steigerung der Kosten um 1 % pro Jahr beobachtet werden. Die reale Kostensenkung im Zeitraum 2015 bis 2020 liegt bei rund 5% jährlich.



## 1.3. Investitionsnebenkosten

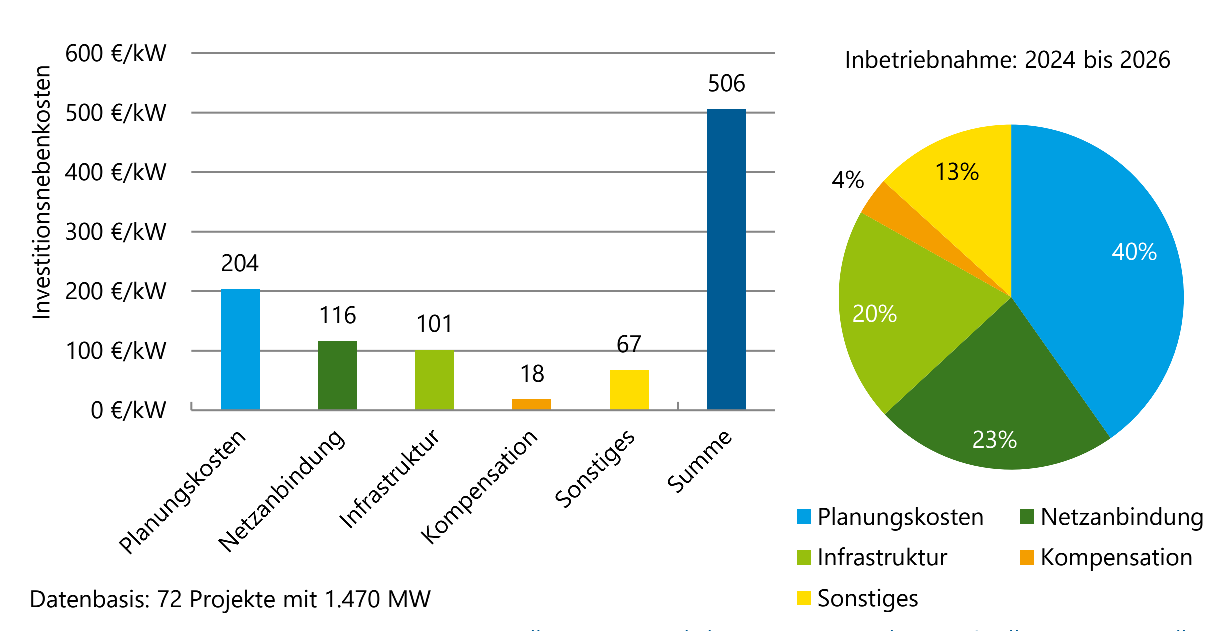
Die Investitionsnebenkosten beinhalten alle Kosten, die neben den Hauptinvestitionskosten für die Anlage selbst bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen. Dazu zählen die Planungskosten, Kosten für die Netzanbindung, Erschließungskosten (Infrastruktur), Kosten für Kompensationsmaßnahmen und Sonstiges. Unter den sonstigen Kosten werden weiterhin verschiedene Posten zusammengefasst, die durch die Befragten nicht eindeutig einer der Kategorien zugeordnet werden konnten. Abweichend von Darstellungen der Investitionsnebenkosten in früheren Veröffentlichungen wird das Fundament der Windenergieanlage nicht zu den Investitionsnebenkosten hinzugezählt, sondern als Bestandteil der Hauptinvestition in Abschnitt 1.2 ausgewiesen.

**Ergebnisse der Datenerhebung**

Die Investitionsnebenkosten wurden auf Basis einer Befragung von Projektierern von Windenergie-projekten erhoben. In Abbildung 7 sind die spezifischen Investitionsnebenkosten für Projekte mit Inbetriebnahme in den Jahren 2024 bis 2026 dargestellt. Aufgrund des in die Zukunft gerichteten Betrachtungszeitraums beruhen die Angaben der Projektentwickler auf erwarteten Kosten und nicht auf rückblickend festgestellten und bereits gesicherten Investitionskosten. Teilweise wurden in diesen Fällen entsprechende Puffer für unerwartete Ausgaben eingeplant. Für andere Projekte könnten unerwartete Ereignisse oder ungeplant notwendig werdende zusätzliche Gutachten zu nachträglich erhöhten Kosten führen. Verzerrungen könnten auftreten, wenn Kostenabschätzungen auf Basis der Erfahrung der Projektentwickler kurzfristige Veränderungen der Kosten nicht abbilden.

Die für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2024 und 2026 ermittelten Investitionsnebenkosten (ohne Fundament) liegen bei 506 € je kW. Mit einem Anteil von 40 % sind die Planungskosten der mit Abstand größte Posten innerhalb der Investitionsnebenkosten. Darauf folgen Netzanbindungskosten mit 23 %, Infrastrukturkosten mit 20 % und sonstige Kosten mit 13 %. Die Kompensationsmaßnahmen stellen mit 4 % der Investitionsnebenkosten die kleinste separat ausgewiesene Position dar. Die Standardabweichung ist bei den zu den Investitionsnebenkosten gemeldeten Daten sehr hoch und beträgt 43 %.




*Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 7: Spezifische Investitionsnebenkosten (netto) in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2024 bis 2026*

Details zu den Kostenbestandteilen der einzelnen Kategorien der Investitionsnebenkosten werden im Folgenden erläutert.

**Planungskosten**

Die Planungskosten beinhalten eine Vielzahl unterschiedlicher Kostenpositionen, die bei der Vorbereitung und Umsetzung von Windenergieprojekten anfallen. Der (interne) Personalaufwand für die Projektentwicklung stellt den größten Posten der Planungskosten dar. Hohe Kosten fallen weiterhin für verschiedene Gutachten an. Untersucht werden im Rahmen der Projektentwicklung verschiedene Sachverhalte, die teilweise zur Auswahl der besten Technologie (Wind- und Turbulenzgutachten) dienen, die für die Genehmigung der Windenergieanlage erforderlich sind (z. B. Schallgutachten, ökologische Gutachten) oder um die wirtschaftlichen Aussichten des Vorhabens zu beurteilen (z. B. Ertragsprognosen, Standortgütegutachten). Weitere Kosten fallen im Zusammenhang mit der Änderung von B- oder F-Plänen, mit der Erteilung einer Genehmigung nach BImSchG oder für rechtliche Beratung und Vertretung im Rahmen der Projektumsetzung an. Auch Posten wie der Erwerb von Projektrechten werden teilweise in der Position Planungskosten abgebildet, wenn der realisierende Projektentwickler das Projekt nicht von Anfang an begleitet hat. Kosten für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren sind ebenfalls den Planungskosten zugerechnet.

Die Planungskosten insgesamt machen mit 40 % der Investitionsnebenkosten die größte Position aus. Dies begründet sich auch durch die langen Zeiträume, die für die Projektentwicklung notwendig sind. Kosten der Projektentwicklung fallen – bis zu einem gewissen Grad – auch in den Fällen an, in denen das Projekt nach einiger Zeit wieder verworfen wird, weil keine Genehmigungsfähigkeit oder kein wirtschaftlicher Betrieb hergestellt werden kann.

**Netzanbindung**

Die Kosten für die Netzanbindung beinhalten die Kosten für alle zum Netzanschluss notwendigen Kabelarbeiten (einschließlich der parkinternen Verkabelung) sowie die anfallenden Kosten für die

häufig notwendige Errichtung von Umspannwerken oder Übergabestationen für das jeweilige Projekt. Projekte, die als Erweiterungen zu bestehenden Projekten geplant sind oder als Repoweringprojekt realisiert werden, können teilweise bestehende Strukturen nutzen oder erweitern und sehen hier leichte Kostenvorteile. Auf der anderen Seite werden beispielsweise beim Neubau eines Umspannwerks Reserven für mögliche spätere Projekterweiterungen eingeplant und sind entsprechend bereits in den hier angegebenen Kosten enthalten. Die Netzanbindungskosten, inklusive der internen Parkverkabelung und ggf. anfallenden Kosten für Umspannwerke etc., werden durch die Projektentwickler im Mittel mit 116 €/kW beziffert. Netzkosten ab dem Umspannwerk liegen nicht bei den Projektentwicklern, sondern werden vom Netzbetreiber getragen und auf die Stromkunden umgelegt. Diese sind nicht in den erfassten Kosten enthalten.

**Infrastruktur**

In den Infrastrukturkosten sind vorrangig die Aufwendungen zur Erschließung der Windparkflächen enthalten. Insbesondere ist hier der Wegebau bzw. die Wegeerweiterung für den Zugang zum Anlagenstandort sowie die Vorbereitung von Kranstellflächen und Montageflächen zur Errichtung der Anlagen nennenswert. Für Green-Field-Planungen, bei denen bisher unbebaute Standorte genutzt werden, muss die Infrastruktur erstmalig angelegt werden. Bei Repoweringvorhaben oder Parkerweiterungen kann teilweise bestehende Infrastruktur genutzt werden. Bei Projekten, die im Wald liegen, können zusätzlich Kosten für die Rodung benötigter Flächen anfallen.

**Kompensationsmaßnahmen**

Eingriffe in Natur und Landschaft sind gemäß dem Bundesnaturschutzgesetz möglichst zu vermeiden. Ist dies nicht (vollumfänglich) möglich, müssen Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen ergriffen werden, um den Eingriff zu kompensieren. Mögliche Maßnahmen sind Pflanzungen von Gehölzen in Form von Hecken, Streuobstwiesen und Baumalleen, Aufforstungen von Wäldern, Abriss- und Entsiegelungsarbeiten, Anlegen von Gewässern, Ausbringen von künstlichen Nistkästen oder Ersatzhorsten (Nester) etc. [Busse 2016]. Können keine geeigneten Maßnahmen ergriffen werden, um einen Eingriff zu kompensieren, gibt es die Möglichkeit, stattdessen eine Ersatzzahlung zu leisten. In einigen Bundesländern gibt es für die Berechnung des Ersatzgeldes Vorgaben [FA Wind 2016]. In der Kostenposition Kompensationsmaßnahmen sind diese Ersatzzahlungen ebenfalls beinhaltet. Neben den in den Investitionsnebenkosten erfassten Kosten können Kompensationsmaßnahmen auch laufende Kosten verursachen. Diese sind in den Betriebskosten unter den sonstigen Kosten erfasst (siehe Abschnitt 1.5).

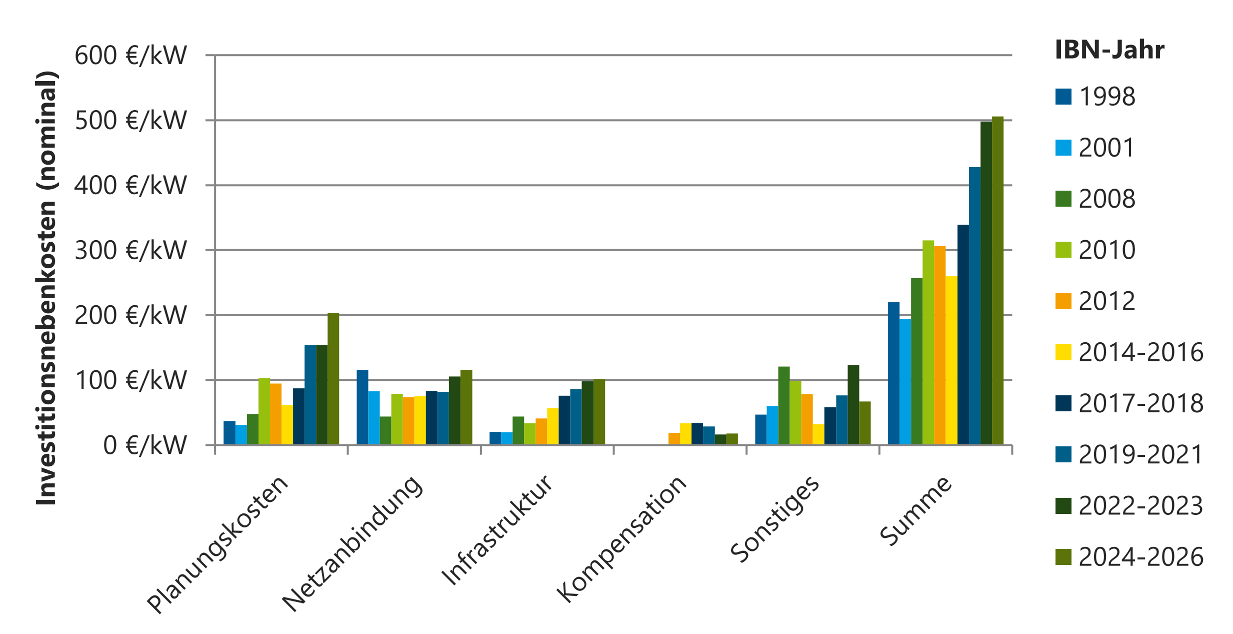
**Sonstige Investitionskosten**

Als sonstige Investitionsnebenkosten werden alle verbleibenden Posten gewertet, die von den befragten Akteuren keiner der anderen Kategorien zugeordnet werden konnten. In dieser Kostenkategorie werden beispielsweise Kosten für Entschädigungen in der Bauphase, die Übernahme von Altanlagen im Rahmen von Repoweringprojekten oder das Sicherheitsmanagement des Projekts geführt. Weiterhin werden auch Bankgebühren und Kosten der Vor- oder Zwischenfinanzierung unter sonstige Investitionskosten gelistet. Projektspezifisch variieren die als sonstige Kosten deklarierten Posten stark. Nicht alle dieser Posten fallen bei allen Projekten an. Bei der Zuordnung können zudem inhaltliche Überschneidungen zu den anderen Kategorien entstehen, wenn die jeweilige Kostenposition von den Befragten unterschiedlich eingeordnet wurde.



### Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die spezifischen Investitionsnebenkosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet und die inflationsbereinigte Kostenentwicklung zwischen 1998 bis zur aktuellen Erhebung betrachtet. Abbildung 8 stellt die nominale Preisentwicklung der Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf dar. Die Kostenposition Kompensationsmaßnahmen wurde erst ab 2012 erhoben und ist zuvor in der Position Sonstiges enthalten. Abweichend zu früheren Veröffentlichungen ist das Fundament nicht in den Investitionsnebenkosten dargestellt.




*Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013, 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2023; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung*

*Abbildung 8: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW (nominal) im Zeitverlauf*

Es wird deutlich, dass die Investitionsnebenkosten trotz Schwankungen in den Erhebungsergebnissen insgesamt über die Jahre gestiegen sind. Getrieben wurde dieser Anstieg insbesondere durch zunehmende Planungskosten. Auszunehmen ist der Zeitraum von 2012 bis 2016, über den eine Reduktion der Investitionsnebenkosten verzeichnet wurde. Es wird davon ausgegangenen, dass es sich dabei um einen Effekt des hohen Zubaus in diesen Jahren und allgemeinen Kostendruck sowie die bevorstehende Einführung der Ausschreibungen handelt. Seither sind die Investitionsnebenkosten nominal regelmäßig gestiegen.

Hinsichtlich der einzelnen Kostenkomponenten weisen insbesondere die Planungskosten über die Zeit deutliche Steigerungen auf. Trotz des Engpasses bei Netzanbindungen weisen die Kostendaten nicht auf überdurchschnittliche Preissteigerungen hin, wobei ein leicht steigender Trend vorliegt. Die Infrastrukturkosten wiesen in der Vergangenheit ebenfalls einen steigenden Trend auf, sind in den letzten Jahren aber stagniert. Die Kosten für Kompensationsmaßnahmen werden aktuell niedriger beziffert als noch vor zehn Jahren. Der Posten der sonstigen Kosten fluktuierte im Zeitverlauf erheblich und lässt keinen Schluss auf eine Entwicklung zu. Dies ist insbesondere auf variierende Bestandteile der sonstigen Kosten zurückzuführen.

Die reale Kostenentwicklung, also die inflationsbereinigte Betrachtung, weist ebenfalls langfristig einen steigenden Trend der Investitionsnebenkosten auf. Die nominal eher geringe Steigerung der Investitionsnebenkosten im Betrachtungszeitraum 2024 bis 2026 gegenüber den



Erhebungsergebnissen für den Zeitraum 2022 bis 2023 entspricht real jedoch einer leichten Kostensenkung.

## 1.4. Finanzierung

Hinsichtlich der Finanzierung werden im Vorhaben insbesondere Eigen- und Fremdkapitalanteile von Windenergieprojekten sowie anzunehmende Fremdkapitalzinssätze und Tilgungsdauern betrachtet. Um aktuelle Entwicklungen im Bereich der Fremdkapitalzinsen mit aufzunehmen, wurden zusätzlich die aktuellen Kreditkonditionen der KfW-Bank herangezogen [KfW 2024]. Aus den verschiedenen Quellen wurde für die Stromgestehungskostenberechnung (siehe Abschnitt 2.2) ein typisches Finanzierungsszenario generiert. Grundsätzlich ist jedoch anzumerken, dass projektspezifisch auch die Finanzierungsparameter vom durchschnittlichen Fall abweichen können.

Für die Finanzierung können sowohl Hausmittel der Banken genutzt werden als auch auf verschiedene Förderbanken (zum Beispiel KfW oder landwirtschaftliche Rentenbank) zurückgegriffen werden. Die Anteile variieren dabei bei den unterschiedlichen Banken und hängen unter anderem von der individuellen Marktlage und den individuellen Kundenwünschen der Windparkbetreiber hinsichtlich der Finanzierungskonditionen ab. Neben der üblichen Projektfinanzierung von Windparks mit entsprechenden Finanzierungskonzepten über Eigen- und Fremdkapitalanteile werden Windenergieprojekte teilweise auch über eine Unternehmensfinanzierung abgewickelt.

Im Jahr 2022 zeigten sich erstmals seit langer Zeit stark steigende Zinssätze an den Märkten, die im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung zu berücksichtigen sind. Dies bedeutet einen deutlichen Unterschied zur Situation in den Jahren zuvor, als aufgrund der Marktsituation mit wenigen zu finanzierenden Windenergieprojekten (verglichen mit Rekordjahren) und niedrigen Marktzinsen insgesamt sehr vorteilhafte Finanzierungskonditionen für ein Windenergieprojekt abgeschlossen werden konnten. Der damalige Wettbewerb zwischen den Banken um die Finanzierung der Projekte sowie der geringe Wettbewerb in den Ausschreibungen um die EEG-Förderung begünstigten dies.

**Eigen- und Fremdkapitalanteil**

Die in einem Windenergieprojekt erforderlichen Eigenkapitalanteile hängen von den projektspezifischen Gegebenheiten ab. Banken bewerten die Projektwirtschaftlichkeit und das Risiko auf Basis der jeweiligen Investitionskosten, erwarteten Betriebskosten und Erlöse, der Ertragsunsicherheiten am Standort sowie der Professionalität der jeweiligen Akteure.

Gemäß der Befragung der Projektentwickler bewegen sich die Eigenkapitalanteile der Windenergieprojekte mit Inbetriebnahme zwischen 2024 und 2026 in einer Bandbreite zwischen einer Finanzierung ohne Eigenkapitel bis zu Eigenkapitalanteilen über 40 %. Ausgenommen sind hierbei Projekte mit einer Unternehmensfinanzierung, für die die dahinterliegende Finanzierungsstruktur unbekannt ist. Im Mittel über die einzelnen Projekte mit Inbetriebnahme von 2024 und 2026 liegt der Eigenkapitalanteil bei 21 %. Der Fremdkapitalanteil liegt entsprechend im Mittel bei 79%. Anders als in früheren Erhebungen wurde kein signifikanter Zusammenhang zwischen den Standortgüte und der Höhe der Eigenkapitalfinanzierung festgestellt. In der folgenden Berechnung der Stromgestehungskosten wird entsprechend für alle Standortgüten bei einem mittleren Projekt dieselbe Verteilung von Eigen- und Fremdkapital angenommen.



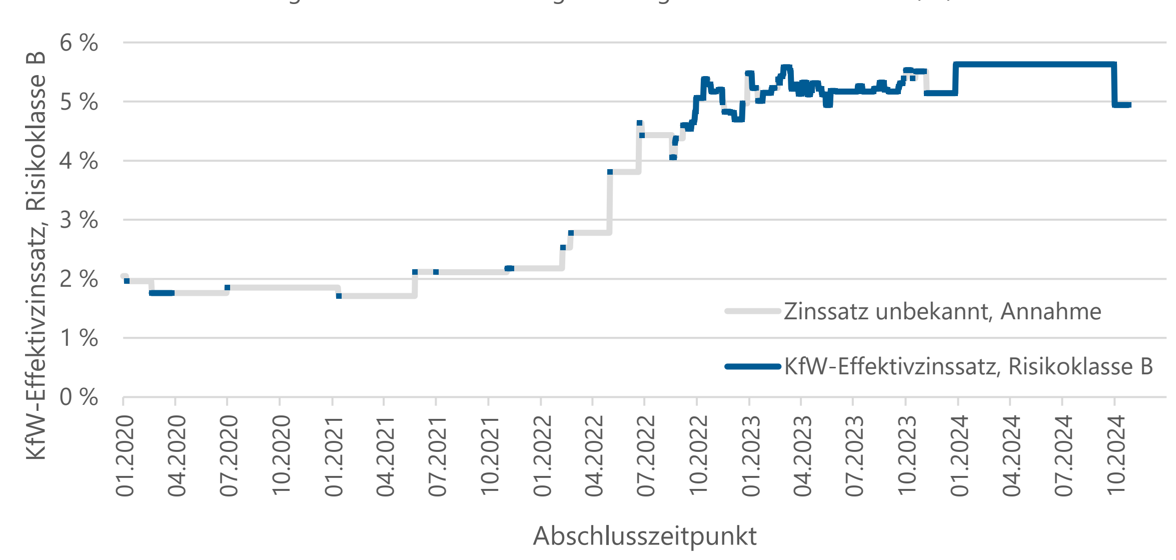
### Eigenkapitalverzinsung

Die erwartete Eigenkapitalverzinsung hängt entscheidend von den Erlösen ab, die ein Windenergieprojekt erzielen kann. Diese ergeben sich vorranging aus dem Zuschlagswert in der Ausschreibung, den Energieerträgen und der resultierenden Standortgüte des Vorhabens. Dem gegenüber stehen die zu deckenden Kosten. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus der nach Tilgung des Fremdkapitals zur Ausschüttung verbleibenden Differenz zwischen Kosten und Erlösen. Sie hängt unter anderem von den jeweiligen Eigenkapitalanteilen ab und kann bei geringem Eigenkapitalanteil maximiert werden. Die Eigenkapitalverzinsung muss dabei versunkene Kosten für weitere Projektplanungen, die nicht realisiert werden konnten, abfangen und das mit dem Beginn der Projektentwicklung eingegangene Risiko auffangen. Wird ein Projekt erst zu einem späteren Zeitpunkt von einem Projektentwickler oder späteren Betreiber übernommen, sinkt das damit verbundene Risiko und analog die erforderliche Eigenkapitalverzinsung. Jedoch wird die entsprechende Risikovergütung im Verkaufspreis eines Projekts oder einer Projektpipeline eingepreist.

In der vorliegenden Analyse wird über alle Standortgüten eine erforderliche Eigenkapitalverzinsung von 8 % angenommen. Diese wird durch die kalkulierten Stromgestehungskosten abgedeckt. Abhängig von den erzielbaren Erlösen aus Marktwert und EEG-Förderung und den tatsächlichen Projektkosten können abweichende Verzinsungen erzielt werden. Bei geringem Wettbewerb und hohen Zuschlagswerten kann eine erhöhte Eigenkapitalverzinsung einen zusätzlichen Anreiz bieten, Projekte schnellstmöglich zu realisieren. Mit steigendem Risiko oder lukrativen alternativen Investitionsoptionen kann eine höhere Eigenkapitalverzinsung erforderlich werden.

### Fremdkapitalzinsen

Die Situation an den Finanzmärkten hat sich durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, die dadurch ausgelöste Energiekrise und die folgende Steigerung der Inflation auf ein Maß deutlich über dem Ziel der Europäische Zentralbank (EZB), signifikant verändert. Im Verlauf des Jahres 2022 wurde der Leitzins der EZB als Reaktion auf die steigende Inflation mehrfach erhöht und auch 2023 folgten weitere Erhöhungen. Dies spiegelt sich in der Projektfinanzierung wider. Als Indikator für die Höhe der Zinsen, zu denen Fremdkapital für erneuerbare Energien Projekte zur Verfügung steht, dient das KfW-Programm 270. Von Anfang 2024 bis Ende September wurde der Zinssatz nicht angepasst und stagniert für einen langen Zeitraum auf dem bisherigen Höchstwert. Abbildung 9 verdeutlicht den schnellen und erheblichen Zinsanstieg nach einer mehrjährigen Phase von Zinsen um 2 % ab Mitte 2019 auf Werte um 5 % ab Herbst 2022. Anfang Oktober 2024 erfolgte eine deutliche Senkung auf das zum Berichtszeitpunkt gültige Niveau.




*Datengrundlage: [KfW 2024]. Quelle: Eigene Darstellung*

*Abbildung 9: Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B*

Angelehnt an die Entwicklung des KfW-Zinses im Herbst 2024 wird im Folgenden für die Stromgestehungskostenberechnung für den Inbetriebnahmezeitraum von 2024-2026 der Fremdkapitalzins auf eine Höhe von 4,94 % festgelegt. Der für die Stromgestehungskostenberechnung gewählte Zinssatz entspricht dem nach der auf der zum 1. Oktober 2024 durchgeführten Senkung der KfW-Zinssätzen geltenden Satz im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B. Projektentwicklerangaben zu den Fremdfinanzierungskonditionen benennen stark variierende Zinserwartungen in Höhe von 3,4 bis 5 % für 90 % der gemeldeten Projekte. Dies deutet an, dass nicht immer auf die Finanzierungsoptionen der KfW zurückgegriffen wird, sondern anderweitig günstigeres Fremdkapital beschafft werden kann oder weitere Zinssenkungen bis zum Zeitpunkt der finalen Festlegung der Finanzierung erwartet werden. Von den Annahmen abweichende Zinsentwicklungen können erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, entsprechend ist der Effekt eines veränderten Zinssatzes in den Sensitivitätsberechnungen zur Stromgestehungskostenanalyse dargestellt (vgl. Abschnitt 2.3).

**Tilgungsdauer**

Die Finanzierungsdauer wird im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung auf 20 Jahre festgelegt. Hierdurch wird auch die Realität der vergangenen Jahre abgebildet, in denen sich ein großer Teil der Windparkbetreiber die bestehenden niedrigen Zinssätze für die gesamte Finanzierungsdauer sicherte, auch wenn dies mit geringfügigen Aufschlägen im Vergleich zu kürzeren Zinsbindungen verbunden war. Es gab aber ebenso Projekte, bei denen die Akteure eine zehnjährige Zinsbindung vorzogen und somit auf eine günstige Marktsituation in zehn Jahren spekulierten. Hinweise auf abweichende Finanzierungsdauern aufgrund der gestiegenen Zinsen wurden bisher nicht festgestellt.

Banken verwiesen im Rahmen der Datenerhebung im Jahr 2021 auf einen Trend zu immer längeren Finanzierungszeiträumen. Während einige Banken über die vollständige EEG-Vergütungsdauer von



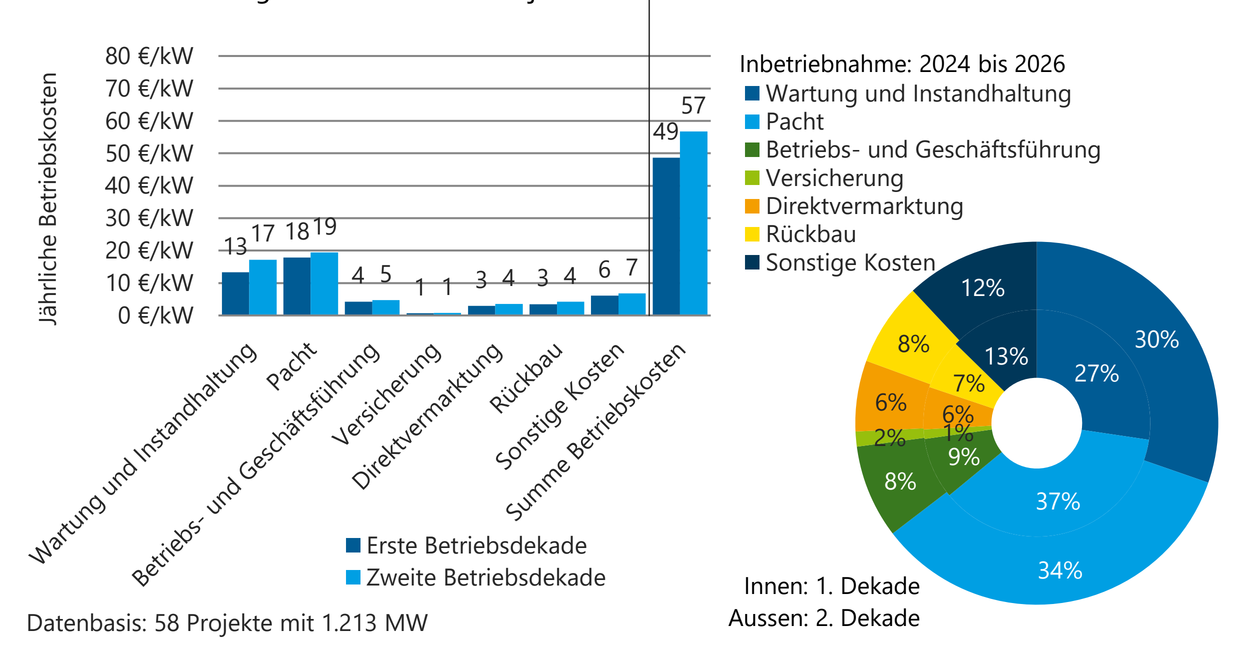
20 Jahren finanzierten, gaben andere Banken als typisches Szenario eine um 0,5 bis 5 Jahre verkürzte Finanzierungsdauer an. Die langen Finanzierungszeiträume wurden auch für aktuelle Projekte mit Inbetriebnahme zwischen 2024 und 2026 durch die Projektdaten bestätigt, in denen im Mittel eine Tilgungsdauer von 19 Jahren angegeben wird. Die typische projektspezifische Bandbreite lag dabei zwischen 16 und 20 Jahren Tilgungsdauer.

## 1.5. Betriebskosten

Bei den Betriebskosten handelt es sich um die Kosten, die nicht im Rahmen der Investition, sondern zur Aufrechterhaltung des Betriebs der Windenergieanlage regelmäßig anfallen. Dazu gehören Wartung und Instandhaltung, Pacht, Betriebs- und Geschäftsführung, Versicherungskosten, Rücklagen für den Rückbau sowie sonstige Betriebskosten. Auch die Direktvermarktungskosten werden im Folgenden zu den Betriebskosten gezählt. Die Kosten wurden bei Windenergieprojektierern für aktuelle Projekte erhoben. Dabei wurden die Betriebskosten sowohl für die erste als auch für die zweite Betriebsdekade von den Befragten abgeschätzt. Im Folgenden werden die einzelnen Positionen der Betriebskosten näher definiert.

### Ergebnisse der Datenerhebung

Die zusammengefassten Ergebnisse zu den Betriebskosten für Projekte mit (erwarteter) Inbetriebnahme in den Jahren 2024 bis 2026 sind in Abbildung 10 dargestellt. Aufgezeigt werden zum einen die durchschnittlichen Kosten in €/kW jeweils für die erste und zweite Betriebsdekade (D1 und D2) und zum anderen die Anteile der jeweiligen Kostenpositionen an den Betriebskosten, ebenfalls unterschieden nach Betriebsdekaden. Die Analyse der Kostendaten erfolgt gewichtet nach der installierten Leistung der betrachteten Projekte.




*Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 10: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2024 bis 2026*

Die für Anlagen mit (geplanter) Inbetriebnahme in den Jahren 2024 bis 2026 ermittelten durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten liegen bei 49 €/kW in der ersten und 57 €/kW in der zweiten

Betriebsdekade. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 22 % in beiden Betriebsdekaden.

In der zweiten Betriebsdekade steigen die Kosten für Wartung und Instandhaltung an. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung stellen in der ersten Dekade einen Anteil von 30 % und 27 % in der zweiten Dekade, dies entspricht einem geringeren Anteil als in früheren Erhebungen. Die Pachten nehmen im Betrachtungszeitraum einen etwas größeren Anteil als in der Vergangenheit ein (D1: 37 % bzw. D2: 34 %). Die nächstgrößere Position der Betriebskosten ist die Betriebs- und Geschäftsführung, die über die Betriebszeit einen Anteil von 8 bis 9 % ausmacht und damit deutlich weniger ins Gewicht fällt. Die Kosten für Betriebs- und Geschäftsführung sind gegenüber früheren Erhebungen gesunken. Die nachfolgenden Positionen der Versicherungen, Direktvermarktungskosten und Rückbau nehmen vergleichsweise kleine Anteile ein. In den sonstigen Kosten vereint werden weitere Positionen erfasst, die nicht unter die Hauptposten fallen oder projektspezifische Besonderheiten reflektieren. Die sonstigen Kosten belaufen sich im Mittel auf einen Anteil von 12 bis 13 % der Betriebskosten.

Im Folgenden werden die einzelnen Kostenpositionen der Betriebskosten im Detail erläutert.

**Wartung und Instandhaltung**

Der Aufwand für Wartung und Instandhaltung ist neben den Pachten der größte Posten der Betriebskosten einer Windenergieanlage. Wartung und Instandhaltung beinhaltet die Kosten für Wartung/Service, Reparatur/Instandsetzung und Inspektion. Die Kosten für die regelmäßige Wartung sowie anfallende Reparaturen der Anlagen werden vorwiegend in Vollwartungsverträgen geregelt, die oftmals direkt von den Herstellern angeboten werden. Den Projektiererangaben für einen Großteil der Projekte zufolge, ist eine Betreuung durch Vollwartungsverträge für den gesamten Förderzeitraum über 20 Jahre vorgesehen. Die Vertragsausgestaltung kann dabei sowohl für den gesamten Zeitraum bereits bei Inbetriebnahme abgeschlossen und ggf. mit Kündigungsoption versehen werden als auch für kürzere Zeiträume fixiert und mit Verlängerungsoptionen kombiniert werden. So wird nach einer gewissen Bindungsdauer an den Hersteller ein Anbieterwechsel zu herstellerunabhängigen Dienstleistern oder einer internen Wartungsabteilung, beispielsweise nach 15 Jahren, ermöglicht. Die Vollwartungsverträge umfassen normalerweise neben den erforderlichen Wartungen auch Reparaturen und Instandsetzungen von allen Anlagenbestandteilen inklusive der Großkomponenten. Großkomponenten können bei zunehmendem Anlagenalter auch aus den Verträgen ausgeschlossen werden. Einige Projektentwickler geben bereits heute an, im Falle eines Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus weiter auf Vollwartungskonzepte setzen zu wollen. Vorteil von Vollwartungsverträgen gegenüber getrennter Wartung und Instandhaltung sind die planbaren Kosten über die Anlagenlebensdauer. Ein Vollwartungsvertrag dient entsprechend auch der für gute Finanzierungskonditionen erforderlichen Risikominimierung. Inbegriffene Verfügbarkeitsgarantien erhöhen dabei zusätzlich die Ertragssicherheit der Anlagen. Hinsichtlich der Kosten sind Vollwartungsverträge oftmals mit einem pauschalen und einem variablen Anteil festgelegt.

**Pacht**

Pachtzahlungen stellen zusammen mit dem Aufwand für Wartung und Instandhaltung den wichtigsten Bestandteil der Betriebskosten dar. Flächen für die Windenergienutzung sind nur begrenzt verfügbar und entsprechend haben die Eigentümer solcher Flächen eine sehr gute Verhandlungsposition. Flächeneigentümer schließen sich teilweise zu Eigentümergemeinschaften

zusammen und treten potenziellen Projektentwicklern in der Verhandlung entsprechend professionalisiert gegenüber. Für die Ausgestaltung der Pachtverträge sind je nach Anforderungen und Strukturen der Eigentümer sehr unterschiedliche Konzepte möglich. Diese reichen von Einmalpachten zu Beginn der Vorhabenslaufzeit über Festpreise je Anlage oder installierter Leistung bis zu erlösabhängigen Werten. Im Fall von erlösabhängigen Pachtzahlungen profitieren die Verpächter bei steigenden Strommarktwerten und die dadurch generierten Einnahmen. Die Kosten für die Betreiber steigen in solchen Fällen. Auch sind Mischformen möglich oder unterschiedlich ausgestaltete Verträge bei unterschiedlichen Eigentümern der Flächen, auf denen das Windenergieprojekt entsteht. Häufig wird eine fixe Mindestpacht mit einer erlösabhängigen Komponente kombiniert. Die Mindestpachten greifen in ertragsschwachen Jahren, in denen der Energieertrag deutlich unter dem erwarteten Mittel liegt. Der Anteil an den Erlösen, der dabei als Pacht gezahlt wird, variiert projektspezifisch deutlich und hängt sicherlich häufig auch von den jeweiligen Ertragserwartungen und den parallel festgelegten Mindestwerten ab. Neben der Pacht für den Projektstandort selbst, beinhalten die Pachtzahlungen teilweise auch Entgelte für Ausgleichsflächen, Zuwegungsflächen oder Baulasten auf benachbarten Grundstücken.

**Betriebs- und Geschäftsführung**

Bestandteile der Betriebs- und Geschäftsführung sind die technische und kaufmännische Betriebsführung sowie die Geschäftsführung. Die technische Betriebsführung von Windenergieanlagen umfasst unter anderem die Betriebsüberwachung, Betriebsdatenerfassung, technische Dokumentation, Störungsbehebung sowie Überwachung und Begleitung von Wartung und Reparatur. Weiterhin können beispielsweise auch das Monitoring der Einhaltung von Richtlinien und Rahmenbedingungen, die z. B. in der Genehmigung der Anlagen festgeschrieben sind oder die Berechnung von Ertragsausfällen der technischen Betriebsführung zugerechnet werden. Bei der kaufmännischen Betriebsführung sind Aufgaben wie die Erstellung der laufenden Finanzbuchhaltung, Liquiditätsüberwachung oder die Durchführung des Zahlungsverkehrs etc. zu berücksichtigen. Außerdem sind Vergütungen für die Geschäftsführung und für die Haftungsübernahme der Komplementärin Bestandteil der Betriebs- und Geschäftsführungskosten. Wenn ein Anlagenbetreiber die Aufgaben der Betriebs- und Geschäftsführung nicht selbst übernimmt, wird hierzu häufig ein entsprechender Dienstleister beauftragt. Oftmals werden technische und kaufmännische Betriebsführung dabei zusammen an denselben Dienstleister vergeben. Auch bei der Betriebs- und Geschäftsführung gibt es sowohl pauschale als auch erlösabhängige Ausgestaltungen.

**Versicherungskosten**

Ein weiterer, jedoch verhältnismäßig kleiner Bestandteil der Betriebskosten sind die Versicherungskosten. Zur Absicherung von Risiken werden durch die Betreiber entsprechende Versicherungen abgeschlossen. So entstehen Kosten für die Haftpflichtversicherungen (z. B. Betreiberhaftpflichtversicherung, Umwelthaftpflichtversicherung, Managerhaftpflichtversicherung) und verschiedene Zusatzversicherungen (z. B. Maschinenversicherung und Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung), die vor allem Schäden an den Anlagen und Nebeneinrichtungen und deren wirtschaftliche Folgen abdecken sollen, die nicht durch die Vollwartungsverträge abgedeckt sind. Weiterhin können Kosten für z. B. Rechtschutzversicherungen anfallen. Die Versicherungskosten fallen in der Regel pauschal an.



### Direktvermarktung

Die Direktvermarktung von Strom aus Windenergieanlagen wurde mit der EEG-Novelle 2014 verpflichtend. Verschiedene Dienstleister bieten die Direktvermarktung des Windstroms an der Strombörse an. Größere Betreiber können die Direktvermarktung teilweise auch selbst übernehmen. Abhängig vom jeweiligen Einspeiseprofil der Windenergieanlagen und den jeweiligen Preisen an der Strombörse kann gegenüber dem durchschnittlichen Marktwert von Wind an Land ein zusätzlicher Gewinn erzielt werden. Entsprechend können projektspezifisch durch die Vermarktung entstehende Kosten in einigen Fällen durch die erzielten Einnahmen gedeckt werden, in anderen Fällen fallen Kosten für die Direktvermarktung an.

### Rückbau

Am Ende der Betriebszeit einer Windenergieanlage steht der Rückbau. Bereits in der Genehmigung muss eine Verpflichtung zum späteren Rückbau eingegangen werden. Um den späteren Rückbau garantieren zu können, sind durch die Betreiber entsprechende Sicherheiten zu hinterlegen. Neben dem in der Genehmigung festgelegten Rückbau hat auch der Eigentümer der Flächen ein berechtigtes Interesse an einem vollständigen Rückbau der Windenergieanlagen. Hierzu können entsprechend weitere Regelungen im Pachtvertrag angelegt werden [BWE 2018]. Die Mittel für den Rückbau werden üblicherweise über die Betriebsdauer der Anlagen angespart. Zu den eigentlichen Ansparungen kommen teilweise Kosten für die Erteilung der Bürgschaften (Rückbauavale) hinzu, über die der spätere Rückbau bereits zum Vorhabensbeginn gewährleistet werden kann. Die im Zusammenhang mit dem Rückbau anfallenden Kosten und Rückstellungen werden als Teil der Betriebskosten erfasst, wenngleich die eigentlichen Ausgaben erst zum Ende des Vorhabens anfallen.

### Sonstiges

Als sonstige Betriebskosten werden alle übrigen Kostenpositionen, die keiner der zuvor aufgeführten Kategorien zugeordnet werden konnten, sowie die einkalkulierten Kosten für unvorhergesehene Betriebskosten geführt. Beispielsweise werden laufende Kosten für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen und Kosten für den Strombedarf der Windenergieanlagen zu den sonstigen Kosten gezählt. Hinzu kommen beispielsweise regelmäßig anfallende Posten wie Telekommunikationskosten sowie projektspezifische Posten wie das Monitoring von Fledermäusen und Avifauna oder Kosten für die Nutzung fremder Infrastruktur. Auch werden für die Flächenpflege sowie verschiedene Beiträge und Gebühren als sonstige Kosten genannt. Bei der Zuordnung kann es zu Überschneidungen mit den übrigen Kategorien kommen – so finden sich auch Kosten für Jahresabschluss, Steuerberatung und Prüfungen der Anlagen in den sonstigen Kosten, die in anderen Projekten der Betriebs- und Geschäftsführung zugeordnet wurden.

### Fixe und variable Anteile der Betriebskosten

Die Betriebskosten, die oben als jährliche Zahlungen je kW installierter Leistung ausgewiesen sind, sind nicht immer tatsächlich als feste regelmäßige Zahlungen definiert. Abhängig von den vertraglichen Ausgestaltungen können verschiedene Kostenpositionen vom Energieertrag bzw. den erzielten Erlösen abhängen. Auch treten Mischformen mit fix definierten Mindestbeträgen pro Jahr und variablen Aufschlägen ab einem projektspezifisch definierten Schwellenwert auf. Die fixen und variablen Anteile der Betriebskosten variieren dabei über die Projekte stark. Für den Zeitraum 2024 bis 2026 wurde im Mittel über alle Betriebsjahre ein fixer Betriebskosten-Anteil von 63 % und ein ertrags- bzw. erlösabhängiger Anteil von 37 % für einen mittleren Standort in der Datenbasis

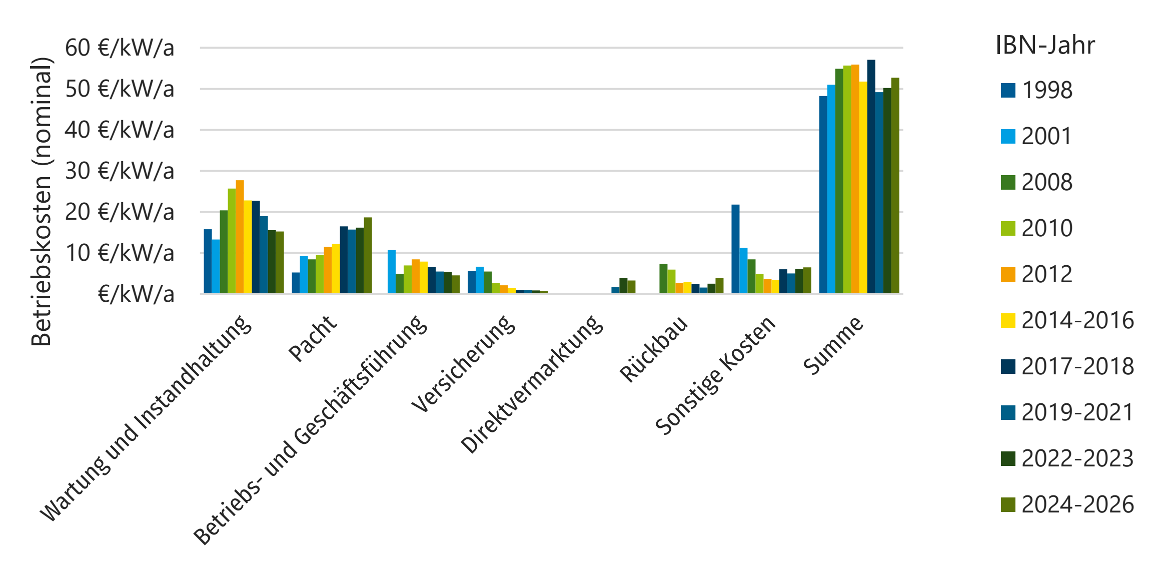



ermittelt. Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 2.2 werden entsprechend für alle Standortgüten in der ersten Betriebsdekade fixe Betriebskosten in Höhe von jährlich 31 €/kW und variable Betriebskosten in Höhe von 6,9 €/MWh angesetzt. In der zweiten Dekade werden jährlich 36 €/kW sowie 8,1 €/MWh angesetzt. Abhängig von der Standortgüte und den damit verbundenen Energieerträgen je Anlage und den jeweils erreichten Energieerträgen verschiebt sich das Verhältnis variabler zu fixen Kosten an den Gesamtbetriebskosten.

Die projektspezifisch vielfältigen vertraglichen Ausgestaltungsmöglichkeiten der Betriebskosten resultieren in einer großen Spannbreite von variablen und fixen Betriebskosten. 80 % der Datensätze zu fixen und variablen Kosten bewegen sich in einem Spektrum von 34 % fixen zu 66 % variablen Kosten bis zu 87 % fixen zu 13 % variablen Kosten. Diese Bandbreiten werden in einer Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 2.3 betrachtet.

**Kostenentwicklung im Zeitverlauf**

Im Folgenden werden die Betriebskosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet. Abbildung 11 stellt die nominale Kostenentwicklung zwischen 1998 und 2024-2026 dar. Die erfassten Betriebskosten weisen über den betrachteten Zeitraum sowohl Phasen mit sinkenden als auch Phasen mit steigenden Kosten auf. Sowohl die Kosten für Wartung und Instandhaltung als auch die Kosten für Betriebs- und Geschäftsführung sind seit 2012 nominal regelmäßig gesunken. Die Pachten hingegen sind in der Vergangenheit regelmäßig gestiegen. Die erwarteten jährlichen Betriebskosten für Inbetriebnahmen im Zeitraum 2024 bis 2026 sind nominal gegenüber dem vorhergehenden Zeitraum (IBN 2022-2023) leicht gestiegen.




*Datengrundlage: : [DWG 2008, 2011, 2013, 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2023; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung*

*Abbildung 11: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in €/kW (nominal) im Zeitverlauf*

Betrachtet man die Betriebskosten unter Berücksichtigung der Inflation, kann eine deutliche Kostensenkung im Zeitverlauf festgestellt werden. Diese wird neben Senkungen in anderen Reichen insbesondere durch die gesunkenen Wartungs- und Instandhaltungskosten getrieben.

## 2. Stromgestehungskosten im Förderzeitraum

Die Stromgestehungskosten stellen das Verhältnis zwischen den über die gesamte Nutzungsdauer einer Windenergieanlage anfallenden Kosten (Investitions- und Betriebskosten) und dem am Standort erzielbaren Energieertrag dar. Das heißt, sie weisen den im gesamten Lebenszyklus entstandenen Aufwand je erzeugter Kilowattstunde aus. Entsprechend werden die Stromgestehungskosten im Folgenden in ct/kWh ausgewiesen. Hinsichtlich der Anlagenlebensdauer werden vereinfacht 20 Jahre – entsprechend dem EEG-Förderungszeitraum und der Entwurfslebensdauer vieler Anlagentypen – angenommen. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme heutiger Projekte wird teilweise bereits mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren gerechnet. Die tatsächliche Entscheidung bezüglich des Betriebs über 20 Jahre hinaus hängt jedoch von den Rahmenbedingungen sowie dem technischen Zustand der Anlage nach 20 Jahren Betriebsdauer ab und wird zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme in der Regel noch nicht final getroffen.

Ziel der Berechnungen ist es, einen möglichst repräsentativen Durchschnitt der Stromgestehungskosten darzustellen. Aufgrund der beträchtlichen Anzahl verschiedenster Projekte kann jedoch nie die gesamte Bandbreite der Projektkonstellationen im Markt abgebildet werden. Die erzielbaren Erträge variieren beispielsweise mit der angenommenen Technologie, aber vor allem mit den zugrunde gelegten Standortbedingungen. Da diese deutschlandweit sehr unterschiedlich ausfallen, erfolgen Berechnungen für unterschiedliche Standortgüten (gemäß Definition des Referenzstandorts ab EEG 2017). Für alle Standortgüten werden durchschnittliche Kostenannahmen, teilweise variierend je nach Standortgüte, zugrunde gelegt. Trotz all dieser Maßnahmen zur Annäherung an die Realität ist stets einschränkend zu beachten, dass die Stromgestehungskosten stark projektspezifisch sind und somit die ausgewiesenen durchschnittlichen Ergebnisse durch eine hohe Streuung gekennzeichnet sind. In den ergänzenden Sensitivitäts- sowie Bandbreitenbetrachtungen wird dies adressiert.

Die Stromgestehungskosten werden jeweils für verschiedene Standortgüten berechnet. Im EEG werden die anzulegenden Werte aus den Zuschlagswerten mittels unterschiedlicher Korrekturfaktoren ermittelt. Diese werden zwischen 50 % und 150 % Standortgüte differenziert. Die in den tatsächlich aktuell installierten Projekten erreichte maximale Standortgüte liegt deutlich unter dem Maximalwert dieser Bandbreite. Projekte mit einer Standortgüte unter 50 %, und damit unterhalb des durch das Referenzertragsmodell abgedeckten Bereichs, treten hingegen gemäß Marktstammdatenregister vereinzelt auf. In den folgenden Betrachtungen der Stromgestehungskosten wird entsprechend des tatsächlichen Zubaus und der vorhandenen Definitionen im EEG ein Bereich von 50 % bis 150 % Standortgüte abgebildet. Zur Verdeutlichung, dass Projekte ab 120 % in der Realität kaum auftreten, ist der Bereich zwischen 120 % und 150 % Standortgüte als nicht relevanter Bereich gekennzeichnet. In Fällen, in denen nur eine Standortgüte betrachtet wird, wird im Folgenden bespielhaft auf einen Standort mit 76% Standortgüte abgestellt. Dies entspricht der Standortgüte einer zum Berichtszeitpunkt durchschnittlichen installierten Windenergieanlage.

### 2.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung

Im Folgenden wird die grundlegende Methodik zur Berechnung der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land näher erläutert. Die Höhe der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:



- Technologie (Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe der Windenergieanlage)
- Energieertrag (Windhöffigkeit des Standorts, Verfügbarkeit, genehmigungsrechtliche Abregelungen -> Standortgüte )
- Investitionskosten (Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inkl. Fundament und Installation), Investitionsnebenkosten)
- Betriebskosten über die gesamte Nutzungsdauer von 20 Jahren
- Finanzierungsbedingungen (Anteil von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, Finanzierungslaufzeit, Fremdkapitalzins)

Einige der Parameter beeinflussen sich dabei gegenseitig. So beeinflusst beispielsweise die Technologieauswahl den späteren Energieertrag und die Investitions- und Betriebskosten hängen teilweise vom Energieertrag ab.

Für die genannten Parameter müssen möglichst repräsentative Annahmen definiert werden, um zu einer Aussage bezüglich typischer Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten innerhalb einer 20-jährigen Betriebszeit zu gelangen. Die Anlagentechnologie in Zusammenhang mit den vorausgesetzten Windbedingungen eines Beispielstandorts führt zu einer Annahme für den erzielbaren jährlichen Energieertrag, der dann über die 20-jährige Betriebsdauer zugrunde gelegt wird. Gleichzeitig spielt die gewählte Anlagentechnologie eine entscheidende Rolle bei den Annahmen im Bereich der Hauptinvestitionskosten. Diese werden aus der Datenerhebung für die entsprechende Technologie abgeleitet. Die Investitionsnebenkosten und die Betriebskosten (sowohl Gesamthöhe als auch die Verteilung variable und fixer Anteile) werden aus den von den Projektentwicklern übermittelten Daten für Projekte mit (erwarteter) Inbetriebnahme zwischen 2024 und 2026 hergeleitet. Weiterhin wird eine Standard-Annahme der jährlichen Preissteigerung (2 %) getroffen. Auf Basis der Kapitalwertmethode können im Folgenden für unterschiedlich windhöffige Standorte (charakterisiert durch ihre Standortgüte) durchschnittliche Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten bestimmt werden. Die Berechnung von Stromgestehungskosten basiert hierbei auf der folgenden grundlegenden Formel:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei ist:

| | |
|---|---|
| $StGK$ | Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh] |
| $I_0$ | Gesamtinvestition [€] |
| $A_t$ | Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€] |
| $M_{el}$ | jährlicher Energieertrag [MWh] |
| $i$ | kalkulatorischer Zinssatz [%] |
| $n$ | Nutzungsdauer in Jahren |
| $t$ | Jahr der Nutzungsdauer |

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten im Kontext der EEG-Förderung und technologiespezifische Kostenaspekte der Windenergie an Land sind im Modell einige Anpassungen vorgenommen worden, die es erlauben, zusätzliche Details der Kostenstrukturen zu berücksichtigen. Um die im Fördersystem implementierte nicht inflationierte Einnahmeseite zu reflektieren, erfolgt eine Diskontierung der Erlöspotenziale. Bei der Betrachtung der Betriebskosten wird zwischen, bezogen auf die installierte Leistung fixen und mit dem erwarteten Energieertrag variablen



Kostenbestandteilen, unterschieden. Zudem erfolgt eine differenzierte Annahme für die Betriebskosten in der ersten und zweiten Betriebsdekade. Sollte dies zukünftig wieder notwendig werden, können im Modell zudem eine verkürzte Tilgungsdauer des Fremdkapitals und verkürzte Zinsbindungszeiträume angenommen werden. Abhängig von den Annahmen zur Stromgestehungskostenberechnung können diese zusätzlichen Einflussfaktoren einkalkuliert werden. Die jeweils getroffenen Annahmen werden dabei im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

## 2.2. Eingangsparameter und mittlere Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden mittlere Stromgestehungskosten für eine mittlere Windenergieanlage mit Inbetriebnahme im Jahr 2026 ermittelt. Die Auswahl der **Anlagentechnologie** beruht dabei auf tatsächlich im Betrachtungszeitraum 2024 bis 2026 installierten bzw. genehmigten Anlagen-konfigurationen. Aus diesen Windenergieanlagen wurde ein mittlerer Anlagentyp ermittelt, der vereinfachend im Basisszenario über die gesamte Bandbreite an Standorten eingesetzt wird. Zwischen der Standortgüte und der Konfiguration der Anlagen wurde kein ausreichend großer Zusammenhang ermittelt, der eine Variation der Anlagentechnologie über die Standortgüte rechtfertigen würde. Standorte deutlich jenseits der 120 %-Standortgüte wurden im aktuellen Zubau nicht erfasst. Insgesamt gilt, dass an jeder Standortgüte aus verschiedenen Gründen vom Durchschnitt abweichende Technologien installiert werden könnten. Vom Basisszenario abweichende Anlagenkonfigurationen werden in den Sensitivitätsbetrachtungen in Abschnitt 2.3 adressiert.

Die **Hauptinvestitionskosten** werden gemäß der in Abschnitt 1.2 dargestellten Ergebnisse der Datenerhebung aus den Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit der Nennleistung, der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung abgeleitet. Über alle Standortgüten wird eine mittlere Anlagenkonfiguration angesetzt.

Die **Energieerträge** ergeben sich in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung entsprechend der in der Kostendatenerhebung berücksichtigten Technologien. Der Referenzertrag der mittleren Anlagenkonfiguration wird hieraus abgeleitet und dieser auf die unterschiedlichen Standortgüten umgerechnet. Somit sind die angegebenen Energieerträge als jene Erträge zu verstehen, die für die mittlere Anlage bei dieser Standortgüte tatsächlich generiert werden (inkl. fiktiver Erträge z. B. aus Zeiten mit Redispatch 2.0). Zu beachten ist, dass sich der mögliche Ertrag und somit die Standortgüte nicht allein aus dem Windpotential eines Standorts ableitet. Abregelungen, die beispielsweise aus genehmigungsrechtlichen Gründen erfolgen, senken sowohl Energieertrag als auch Standortgüte. Die angegebene Standortgüte bildet damit den Standort nach entsprechenden Abregelungen ab. Anders verhält es sich mit aus dem Redispatch 2.0 resultierenden Abregelungen. Diese werden entschädigt und als fiktive Strommengen auf den tatsächlichen Energieertrag aufgeschlagen. Sie wirken sich somit nicht senkend auf die Standortgüte aus.

Zu den **Investitionsneben- und Betriebskosten** liegen Daten aus der Projektiererserhebung, wie in den Abschnitten 1.3 und 1.5 dargestellt, vor. Die Investitionsnebenkosten werden über alle Standortgüten identisch angesetzt. Die Betriebskosten werden hinsichtlich variabler und fixer Bestandteile im jeweils ermittelten Verhältnis von fixem und variablem Anteil bezogen auf den mittleren Standort in der Datenbasis angesetzt. So ergeben sich aus den mittleren Betriebskosten fixe Anteile je installiertem Kilowatt und variable Anteile, die in Abhängigkeit vom jeweiligen Energieertrag der Windenergieanlagen an Gewicht gewinnen oder verlieren. Über die Standortgüten



in der Stromgestehungskostenanalyse verändert sich das Verhältnis entsprechend mit der jeweils betrachteten Standortgüte.

Die **Finanzierungsannahmen** für den Basisfall sind entsprechend der Angaben in Abschnitt 1.4 festlegt. Die angenommenen Eigen- und Fremdkapitalanteile, sowie Eigen- und Fremdkapitalverzinsung werden nicht mit der Standortgüte variiert. Als Tilgungs- und auch Zinsbindungsdauer für das Fremdkapital werden 20 Jahre angenommen. Die Fremdfinanzierungskonditionen werden aus den aktuellen Zinssätzen der KfW abgeleitet.

Die Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung sind in Tabelle 1 aufgeführt. Abweichungen für die Sensitivitätsanalyse sind in den entsprechenden Kapiteln dargestellt oder prozentual ausgehend von den hier definierten Eingangsparametern angenommen.

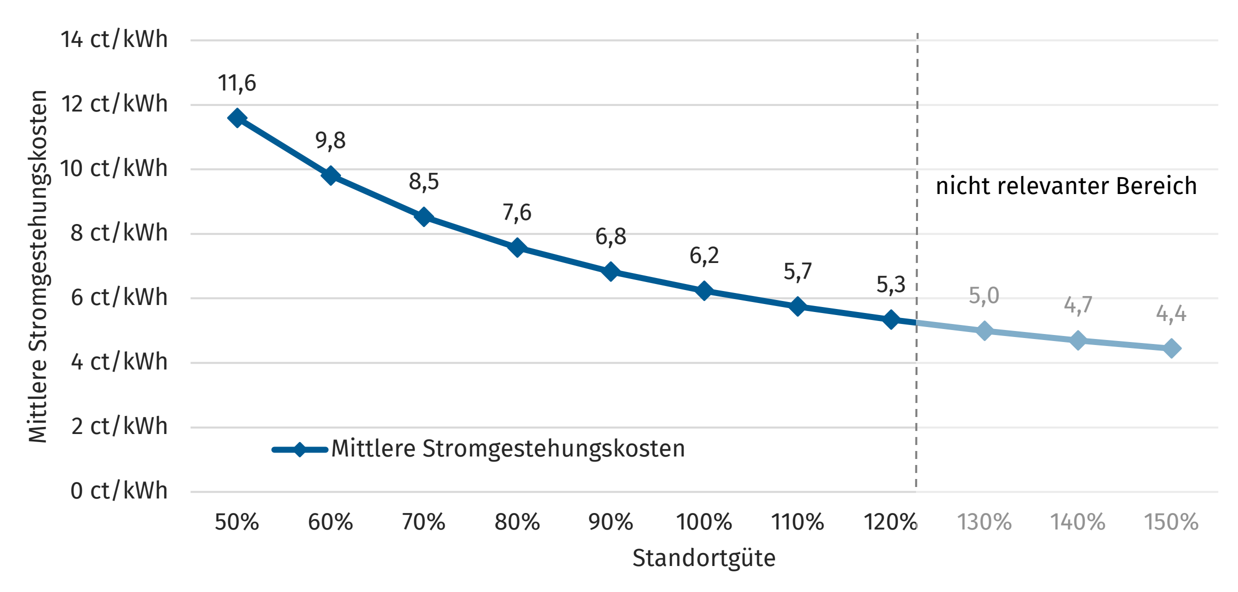
*Tabelle 1: Grundannahmen zur Stromgestehungskostenberechnung*

| **Mittlere Anlagenkonfiguration:** | **Annahme im Basisszenario** |
|---|---|
| **Nennleistung*:** | 5,3 MW |
| **Rotordurchmesser:** | 148 m |
| **Nabenhöhe:** | 150 m |
| **Gesamthöhe*:** | 223 m |
| **Spezifische Flächenleistung:** | 301 W/m² |
| **Investitionskosten und Volllaststunden:** | |
| **Hauptinvestitionskosten** | 1.238 €/kW |
| **Investitionsnebenkosten** | 506 €/kW |
| **Volllaststunden am Referenzstandort** | 3.455 h |
| **Betriebskosten:** | |
| **Fixe jährliche Betriebskosten - 1. Dekade** | 31 €/kW |
| **Variable Betriebskosten - 1. Dekade** | 6,9 €/MWh |
| **Fixe jährliche Betriebskosten - 2. Dekade** | 36 €/kW |
| **Variable Betriebskosten - 2. Dekade** | 8,1 €/MWh |
| **Finanzierungsannahmen:** | |
| **Eigenkapitalanteil** | 21% |
| **Fremdkapitalanteil** | 79% |
| **Eigenkapitalverzinsung** | 8% |
| **Fremdkapitalzinssatz** | 4,94% |
| **Tilgungsdauer FK** | 20 Jahre |

** Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.*




In Abbildung 12 werden die ermittelten Stromgestehungskosten der Windenergie an Land entsprechend den oben erläuterten Eingangsparametern und der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Methodik dargestellt. Die Stromgestehungskosten sinken mit der Standortgüte deutlich. Durch den einheitlich verwendeten Anlagentyp entspricht die Steigerung der Standortgüte im gleichen Maße einer Steigerung der Energieerträge am jeweiligen Standort. Entsprechend verteilen sich die anfallenden Kosten bei höherer Standortgüte auf größere Energieerträge und senken somit die Kosten je erzeugter Kilowattstunde.




*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 12: Mittlere Stromgestehungskosten 2024-2026 nach Standortgüte*

Unter Annahme der oben beschriebenen Eingangsparameter ergeben sich für den 100 %-Standort, bei dem es sich bereits um einen überdurchschnittlich guten Standort handelt, für Anlagen mit Inbetriebnahme im Zeitraum 2024 bis 2026 im Mittel Stromgestehungskosten von 6,2 ct/kWh über eine Betriebsdauer von 20 Jahren. Die mittleren Kosten liegen bei den weiter verbreiteten, niedrigeren Standortgüten (vgl. Abschnitt 2.1) entsprechend höher und steigen z. B. am 60 %-Standort auf 9,8 ct/kWh.

Gegenüber der letzten Veröffentlichung zu den Stromgestehungskosten der Windenergie an Land mit dem Betrachtungszeitraum 2022 bis 2025 (vgl. [DWG 2023]) wurde eine geringe nominale Senkungen der Kosten am 100 % Standort um weniger als 1 % festgestellt. An Standorten mit höherer Standortgüte liegt eine geringfüge Steigerung der Kosten gegenüber der letzten Analyse vor, für Standorte mit Standortgüte unter 100% nimmt die Kostensenkung zu und steigt auf etwas über 1% am 60% Standort.

Grundsätzlich handelt es sich bei allen Berechnungen bei den angegebenen Kosten um mittlere Stromgestehungskosten. Abhängig von den jeweils projektspezifischen Gegebenheiten können die tatsächlichen Kosten teils deutlich abweichen. In den Sensitivitätsanalysen sowie einer Bandbreitenbetrachtung in den folgenden Abschnitten wird betrachtet, wie sich die Stromgestehungskosten unter anderen Projektgegebenheiten verändern können.



## 2.3. Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden werden für verschiedene Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Diese weisen auf den jeweiligen Einfluss eines einzelnen Parameters hin, alle weiteren Parameter bleiben dabei unverändert.

**Sensitivitätsanalysen zur installierten Anlagenkonfiguration**

Die Analyse des aktuellen Zubaus und der bereits genehmigten bzw. bezuschlagten Windenergieanlagen an Land in Deutschland zeigt eine erhebliche Bandbreite hinsichtlich der gewählten Anlagenkonfiguration auf. Die Analyse der Hauptinvestitionskosten zeigt, dass Kosten und Energieerträge (dargestellt als Volllaststunden am Referenzstandort) zwischen einzelnen Anlagenkonfiguration erheblich variieren können. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der installierten Anlagenkonfiguration durchgeführt. Berücksichtigt werden unterschiedliche Gesamthöhenklassen, Leistungsklassen sowie Klassen der spezifischen Flächenleistung bezogen auf den tatsächlichen Zubau 2024 und die bis zum Berichtszeitpunkt genehmigten Windenergieanlagen. Neben den mittleren Konfigurationen der Windenergieanlagen in einer Klasse ist in Tabelle 2 jeweils der Anteil von Anlagen dieser Klasse an den insgesamt betrachteten Anlagen dargestellt. Die gesamte Konfiguration der Anlagen in den jeweiligen Technologiegruppen verdeutlicht, wie steigende Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser sowie sinkende spezifische Flächenleistung miteinander korrelieren. Entsprechend der tatsächlichen Entwicklung der Anlagen spiegelt die Sensitivitätsbetrachtung somit wider, dass zwischen den einzelnen Konfigurationsstellschrauben Zusammenhänge bestehen und am Markt nicht jede Kombination aus Anlageneigenschaften verfügbar ist. Die Sensitivitäten stellen entsprechend auch nicht die Extremwerte der verfügbaren Technologie dar, sondern das jeweilige Mittel in einer Technologiegruppe.

*Tabelle 2: Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Technologiegruppen im Jahr 2024 in Betrieb genommener und genehmigter Windenergieanlagen*

| **Mittlere Anlagen-konfiguration**: | GH ≤ 150 | GH > 150 und ≤ 200 | GH > 200 und ≤ 250 | GH ≥ 250 | 3 MW-Klasse | 4 MW-Klasse | 5 MW-Klasse | ≥ 6 MW-Klasse | SFL < 275 W/m² | 275 W/m² ≤ SFL < 325 W/m² | SFL ≥ 325 W/m² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Nennleistung*: | 3,5 MW | 4,9 MW | 5,6 MW | 7,1 MW | 3,5 MW | 4,4 MW | 5,6 MW | 6,4 MW | 5,0 MW | 5,3 MW | 5,5 MW |
| Rotordurch-messer: | 107 m | 142 m | 156 m | 172 m | 125 m | 137 m | 157 m | 163 m | 156 m | 153 m | 142 m |
| Nabenhöhe: | 87 m | 121 m | 163 m | 174 m | 129 m | 137 m | 152 m | 157 m | 153 m | 154 m | 134 m |
| Gesamthöhe*: | 140 m | 192 m | 241 m | 260 m | 192 m | 206 m | 230 m | 239 m | 231 m | 230 m | 205 m |
| Spezifische Flächen-leistung: | 389 W/m² | 308 W/m² | 291 W/m² | 305 W/m² | 286 W/m² | 298 W/m² | 291 W/m² | 309 W/m² | 260 W/m² | 290 W/m² | 349 W/m² |
| **Hauptinvestitionskosten und Volllaststunden** | | | | | | | | | | | |
| Volllaststunden am Referenz-standort: | 2.395 h | 3.172 h | 3.649 h | 3.667 h | 3.380 h | 3.377 h | 3.550 h | 3.494 h | 3.744 h | 3.577 h | 3.054 h |
| Haupt-investition: | 1.064 €/kW | 1.182 €/kW | 1.279 €/kW | 1.166 €/kW | 1.357 €/kW | 1.288 €/kW | 1.244 €/kW | 1.164 €/kW | 1.351 €/kW | 1.275 €/kW | 1.105 €/kW |



| Mittlere Anlagen-konfiguration: | GH ≤ 150 | GH > 150 und ≤ 200 | GH > 200 und ≤ 250 | GH ≥ 250 | 3 MW-Klasse | 4 MW-Klasse | 5 MW-Klasse | ≥ 6 MW-Klasse | SFL < 275 W/m² | 275 W/m² ≤ SFL < 325 W/m² | SFL ≥ 325 W/m² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Anteil an Leistung im Betrachtungszeitraum (WEA mit IBN in 2024 und zum Berichtszeitpunkt genehmigte WEA)** | | | | | | | | | | | |
| Anteil: | 5% | 29% | 65% | 2% | 6% | 22% | 37% | 32% | 22% | 48% | 30% |

** Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.*
*Datengrundlage: [BNetzA 2024; Eigene Erhebung; Eigene Berechnung].*

Für die unterschiedlichen in Tabelle 2 dargestellten Technologiegruppen wurden im Folgenden unter gleichbleibenden Annahmen zu Investitionsnebenkosten, Betriebskosten und Finanzierungsparametern die jeweiligen mittleren Stromgestehungskosten errechnet.

In Abbildung 13 ist dargestellt, wie sich die Kosten für unterschiedliche Technologiegruppen verändern. Es zeigt sich, dass die mittleren Stromgestehungskosten für Technologien mit geringen Gesamthöhen deutlich über jenen höherer Anlagen liegen. Verglichen mit den mittleren Stromgestehungskosten über den Gesamtzubau liegen die Kosten für Anlagen mit einer Gesamthöhe unter 150 m um 28 % (an einem Standort mit durchschnittlicher Standortgüte) deutlich höher als die Stromgestehungskosten höherer Windenergieanlagen. Wird eine Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe zwischen 100 und 150 m errichtet, liegen die Kosten am durchschnittlichen Standort immer noch um 5 % über den durchschnittlichen Kosten einer mittleren Windenergieanlage. Kann hingegen eine Anlage mit über 200 m Gesamthöhe installiert werden, liegen die Kosten um 3 % beziehungsweise bei einer Anlage ab 250 m Gesamthöhe um 8 % unter den durchschnittlichen Stromgestehungskosten.

Auch die Leistungsklasse wirkt sich auf die Stromgestehungskosten aus. Eine mittlere Anlage der 3-MW-Klasse weist am durchschnittlichen Standort um 7 % über dem Durchschnitt liegende Stromgestehungskosten auf. Bei einer mittleren Anlage der Anlagenklasse ab 6 MW hingegen liegen die Stromgestehungskosten 4 % unter dem Durchschnitt. Ähnliches gilt für Anlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung: mit einer spezifischen Flächenleistung über 325 W/m² sind die Stromgestehungskosten um 5 % erhöht, bei spezifischer Flächenleistung unter 275 W/m² liegen die Kosten 2 % unter dem Durchschnitt.

Bei Sensitivitätsanalysen dieser Art ist darauf hinzuweisen, dass durchschnittliche tatsächlich installierte oder genehmigte Anlagen mit der jeweiligen Klasseneigenschaft berücksichtigt wurden. Zwischen den einzelnen Eigenschaften gibt es Korrelationen, Anlagen mit größerer Gesamthöhe haben tendenziell eine größere Nennleistung und Anlagen mit einer größeren Nennleistung tendieren zu höheren spezifischen Flächenleistungen. Die kostentreibenden oder -senkenden Effekte der einzelnen Parameter wirken sich somit sowohl auf die Hauptinvestitionskosten als auch auf die Ertragspotentiale (Volllaststunden am Referenzstandort) aus.




Stromgestehungskosten
16 ct/kWh
14 ct/kWh
12 ct/kWh
10 ct/kWh
8 ct/kWh
6 ct/kWh
4 ct/kWh
2 ct/kWh
0 ct/kWh
GH ≤ 150
GH > 150 und ≤ 200
GH > 200 und ≤ 250
GH ≥ 250
8,0 ct/kWh
5,8 ct/kWh
nicht relevanter Bereich
50% 60% 70% 80% 90% 100% 110% 120% 130% 140% 150%
Standortgüte

Stromgestehungskosten
16 ct/kWh
14 ct/kWh
12 ct/kWh
10 ct/kWh
8 ct/kWh
6 ct/kWh
4 ct/kWh
2 ct/kWh
0 ct/kWh
3 MW-Klasse
4 MW-Klasse
5 MW-Klasse
≥ 6 MW-Klasse
6,6 ct/kWh
6,0 ct/kWh
nicht relevanter Bereich
50% 60% 70% 80% 90% 100% 110% 120% 130% 140% 150%
Standortgüte

Stromgestehungskosten
16 ct/kWh
14 ct/kWh
12 ct/kWh
10 ct/kWh
8 ct/kWh
6 ct/kWh
4 ct/kWh
2 ct/kWh
0 ct/kWh
SFL < 275 W/m²
275 W/m² ≤ SFL < 325 W/m²
SFL ≥ 325 W/m²
6,6 ct/kWh
6,1 ct/kWh
nicht relevanter Bereich
50% 60% 70% 80% 90% 100% 110% 120% 130% 140% 150%
Standortgüte

*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 13: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung*

In der Realität kann der Vergleich zwischen unterschiedlichen Technologien nicht allein auf Basis der Standortgüte erfolgen. An einem Standort, an dem das Windprofil von dem im EEG definierten Referenzstandort abweicht, können aus der Auswahl unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen auch unterschiedliche Standortgüten resultieren. Zudem ist ein Projektentwickler nicht immer frei in der



Auswahl einer bestimmen Anlagentechnologie. Beispielsweise liegen am Standort beschränkende Faktoren vor, die Anlagen über eine bestimmte Gesamthöhe hinaus nicht zulassen (z. B. durch an die Anlagenhöhe gekoppelte Abstandsregelungen). Für jedes Projekt wird unter Berücksichtigung vieler Faktoren die bestmögliche Anlagentechnologie ausgewählt. In der aktuellen Marktsituation – geprägt durch unterzeichnete Ausschreibungen und Zuschlagswerte nah am Höchstwert – können auch Standorte mit Restriktionen, beispielsweise hinsichtlich der Anlagenhöhe, bei der Technologieauswahl realisiert werden. Bei zunehmendem Wettbewerb haben solche Standorte tendenziell schlechtere Aussichten auf einen wirtschaftlichen Zuschlag.

Es ist darauf hinzuweisen, dass für alle betrachteten Technologieklassen projektspezifische Unterschiede hinsichtlich aller weiteren Kostenparameter auftreten. Diese beeinflussen projektspezifische Stromgestehungskosten und können dazu führen, dass ein Projekt mit nachteiliger Anlagenkonfiguration aufgrund insgesamt vorteilhafter Kostenstrukturen günstiger ist als ein Projekt mit Anlagen der modernsten und größten Anlagengeneration.

**Sensitivitätsanalysen zu fixen und variablen Betriebskosten**

Die Betriebskosten von Windenergieanlagen weisen sowohl fixe als auch variable Bestandteile auf. Die projektspezifische Ausgestaltung der Verträge, die die Betriebskosten bestimmen, obliegt dabei den jeweiligen Vertragspartnern (Projektentwickler/Betreiber und Verpächter/Betriebs-führer/Wartungsunternehmen etc.). Dabei können neben fixen und ertrags- oder erlösabhängigen variablen Kosten auch Mischformen definiert werden, in denen zum Beispiel Mindestwerte definiert sind. Projektspezifisch ergeben sich folglich unterschiedliche Verteilungen zwischen fixen und variablen Kosten. In der folgenden Sensitivitätsbetrachtung wird das Verhältnis fixer zu variablen Kosten bezogen auf den mittleren Standort variiert. Die Gesamthöhe der Betriebskosten an eben diesem Standort verbleibt konstant. Somit sind auch die Stromgestehungskosten bei unveränderten weiteren Eingangsparametern identisch mit dem Basisfall. Bei höherem Energieertrag sinken die Stromgestehungskosten bei größerem Fixkostenanteil. Größere variable Kostenbestandteile sind vorteilhaft für Standorte mit niedrigeren Energieerträgen.

Die Bandbreite der angenommenen fixen und variablen Anteile an den Betriebskosten orientiert sich an der Bandbreite, die für 80 % der Standorte von den Projektentwicklern angegeben wurde und reicht von einem variablen Anteil von 13 % bis 66 % beziehungsweise einem fixen Anteil von 34 % bis 87 % an den Betriebskosten. Die resultierenden Betriebskostenannahmen sind in Tabelle 3 dargestellt.

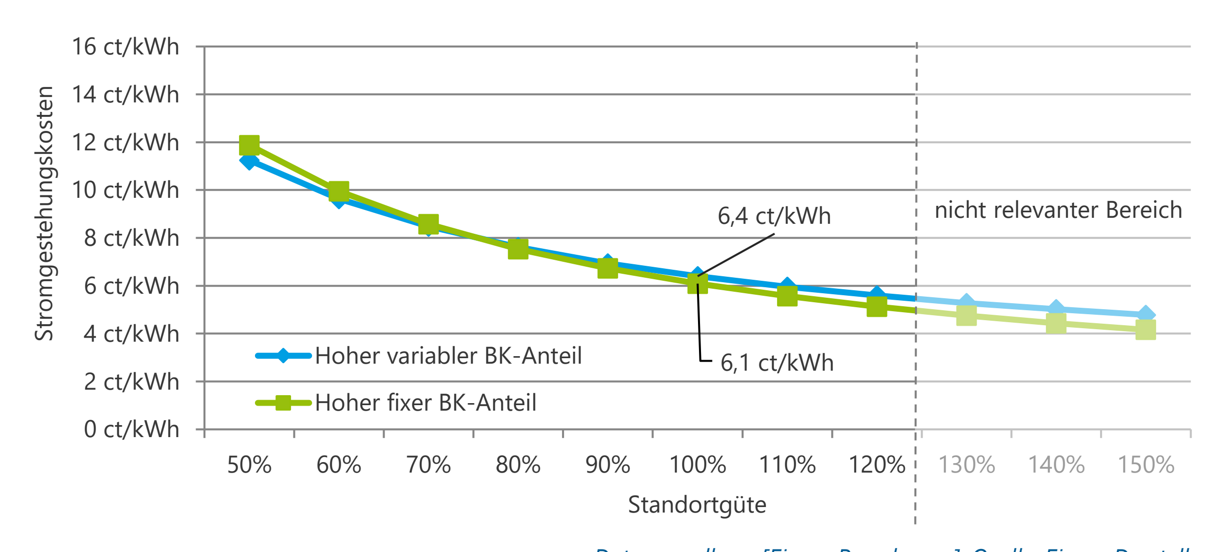
*Tabelle 3: Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Anteile fixer und variabler Betriebskosten*

| | Hoher variabler BK-Anteil | Hoher fixer BK-Anteil |
|---|---|---|
| **Anteil fix am mittleren Standort** | 34% | 87% |
| **Anteil variabel am mittleren Standort** | 66% | 13% |
| **Fixe Betriebskosten - 1. Dekade** | 16 €/kW | 42 €/kW |
| **Variable Betriebskosten - 1. Dekade** | 12,4 €/MWh | 2,4 €/MWh |
| **Fixe Betriebskosten - 2. Dekade** | 19 €/kW | 49 €/kW |
| **Variable Betriebskosten - 2. Dekade** | 14,5 €/MWh | 2,8 €/MWh |

*Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung].*




In Abbildung 14 wird deutlich, wie sich der Verlauf der Stromgestehungskosten über die Standortgüten bei geänderten Annahmen zu fixen und variablen Kosten ändert und die Kurve bei einem höheren variablen Anteil abflacht. Relativierend muss berücksichtigt werden, dass bei realen Projekten im Rahmen der Verhandlung von Verträgen zu den Betriebskosten die erwarteten Energieerträge bekannt sind und somit auch in der Gesamthöhe der Kosten berücksichtigt werden können. Variable Kostenanteile verringern dabei das Risiko hoher absoluter Kosten in ertragsschwachen Jahren, während definierte Mindestanteile den Vertragspartner nach unten hin absichern.




*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

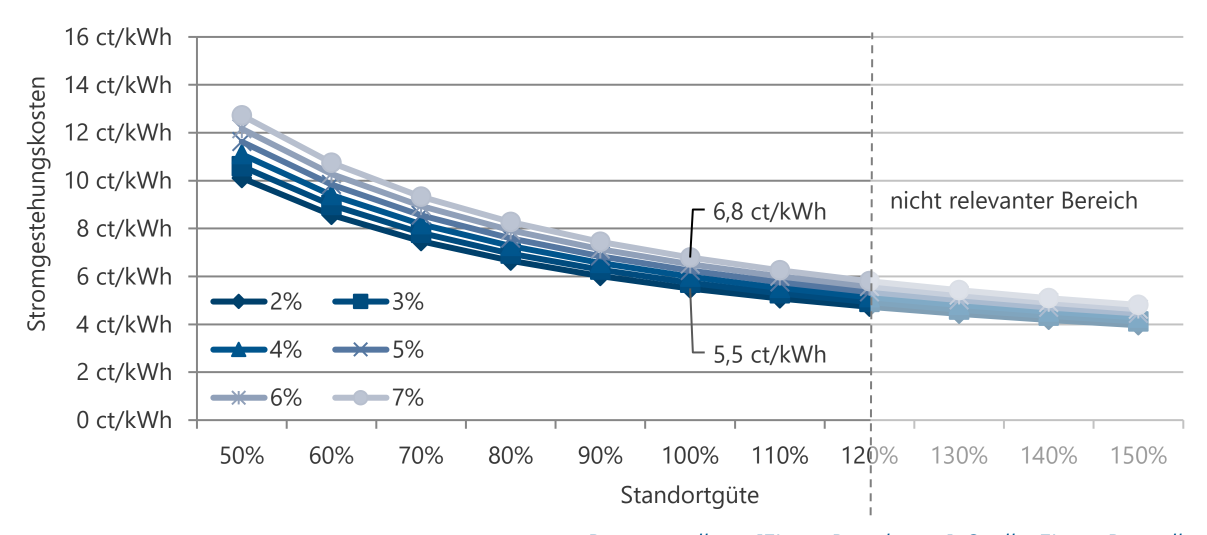
*Abbildung 14: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten*

**Sensitivitätsanalysen zu Fremdkapitalzinsen**

Nach einer langen Nullzinsphase des Leitzinses der Europäischen Zentralbank, die die sehr kostengünstige Finanzierung von Windenergieprojekten im Rahmen der stark Fremdkapital-geprägten Projektfinanzierung ermöglicht hat, sind die Zinsen innerhalb des letzten Jahres erheblich gestiegen. Der Anstieg der Leitzinsen hat auch die für Windenergieprojekte angebotenen Finanzierungsprogramme, wie zum Beispiel der KfW, erheblich ansteigen lassen. Abhängig von der weiteren Entwicklung der Zinsen können sich die Finanzierungskosten von Windenergieprojekten verändern. Mit der Senkung der Leitzinsen der EZB im Juni 2024 wurde ein erstes Signal zu möglichen kommenden Zinssenkungen gesetzt. Anfang Oktober 2024 wurden auch die für die Finanzierung von Windenergieprojekten relevanten KfW-Zinsen gesenkt. Verändern sich diese erneut, kann das einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten haben.

In Abbildung 15 sind die Stromgestehungskosten bei Fremdkapitalzinsen von 2 % bis 7 % dargestellt. Mit jedem Prozentpunkt, den die Fremdkapitalzinsen steigen, steigen die Stromgestehungskosten um etwa 4 %. Zinssätze um 2 % waren von Mitte 2019 bis Anfang 2022 üblich. Bis Anfang 2023 stiegen die Zinssätze auf über 5 %. Anfang 2024 erreichten sie ein Hoch von über 5,5 %. Die Sensitivitätsberechnungen wurden unter alleiniger Veränderung der Fremdkapitalzinssätze durchgeführt. Alle weiteren Faktoren sind gleichbleibend. Das schließt die angesetzte Eigenkapitalverzinsung ein. Tatsächlich steigen mit den steigenden Leitzinsen auch die Renditeerwartungen von Investoren an. Dies führt zu zusätzlichen Kostensteigerungen, die im Folgenden nicht ausgewiesen sind.




*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 15: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen*

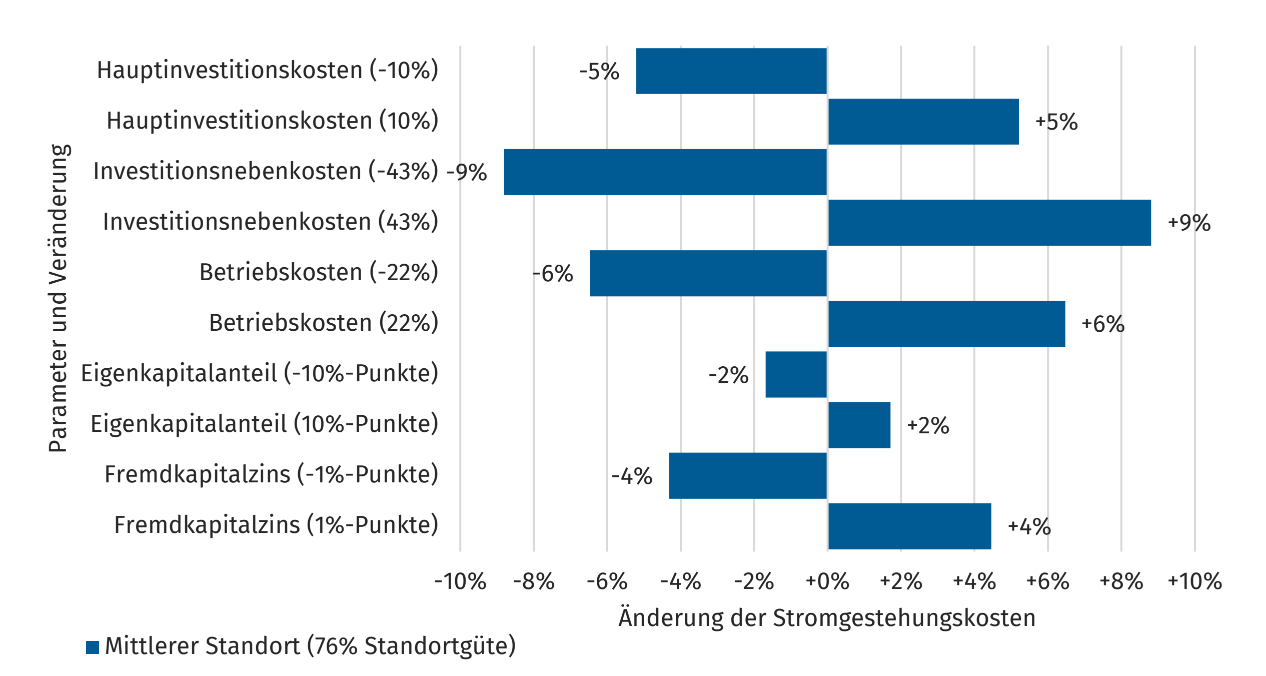
**Sensitivitätsanalysen zu weiteren Parametern**

In der Sensitivitätsbetrachtung werden weitere Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung variiert. Die ausgewählte Technologie und die entsprechenden Energieerträge bleiben dabei unverändert, während jeweils ein Parameter nach oben und unten angepasst wird. Die Investitions- und Betriebskostenparameter werden jeweils einzeln in Höhe der Standardabweichung variiert, die im Rahmen der Kostendatenerhebung ermittelt wurde (vergleiche Kapitel 1). Im Bereich der Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalanteil und Fremdkapitalzins) werden Variationen durchgeführt, die in heutigen Projekten auftreten können. Im Detail erfolgt die Sensitivitätsberechnung für folgende einzeln veränderte Eingangsparameter:

- Hauptinvestitionskosten (± 10 %)
- Investitionsnebenkosten (± 43 %)
- Betriebskosten (± 22 %)
- Eigenkapitalanteil (± 10 %-Punkte)
- Fremdkapitalzins (± 1 %-Punkt)

Die Ergebnisse diese Sensitivitätsanalysen werden in Abbildung 16 beispielhaft für den durchschnittlichen Standort mit einer Standortgüte von 76 % dargestellt. An Standorten mit besserer oder schlechterer Standortgüte kann es zu leichten Abweichungen der Wirkung der Eingangsparameter kommen.






*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 16: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter*

Der stärkste Effekt ist mit einer Änderung der Stromgestehungskosten um ± 9 % bei der Veränderung der Investitionsnebenkosten zu beobachten. Die um die Höhe der Standardabweichung variierten Hauptinvestitionskosten wirken sich weniger auf die Stromgestehungskosten aus als die variierten Investitionsnebenkosten. Dies ist auf die deutlich höhere Standardabweichung der erhobenen Investitionsnebenkosten zurückzuführen, die somit trotz der absolut geringeren Höhe projektspezifisch einen erheblichen Einfluss haben können. Der Einfluss der Variation der Betriebskosten um die erhobene Standardabweichung ist erheblich geringer als der Einfluss der Investitionskosten. Diese fallen erst über die Betriebszeit an und müssen nicht mit den aktuell hohen Kosten finanziert werden. Entsprechend ist der Einfluss der Zinsentwicklung hoch – schon die Veränderung des Fremdkapitalzinses um einen Prozentpunkt, die im Jahr 2022 binnen kürzester Zeit erreicht wurde, führt zu einer Änderung der Stromgestehungskosten von 4 %. Die Anpassung des Eigenkapitalanteils um 10 Prozentpunkte führt zu einer im Vergleich geringeren Änderung der Stromgestehungskosten um 2 %, da die Differenz zwischen Fremd- und dem angenommen Eigenkapitalzins gegenüber Vorjahren gesunken ist.

## 2.4. Bandbreite zu erwartender Stromgestehungskosten

Es ist wichtig zu beachten, dass im Rahmen der oben dargestellten Sensitivitätsanalysen die Parameter einzeln variiert wurden. In der Realität können Projekte in einer Vielzahl von Aspekten vom definierten Ausgangsfall abweichen. Dies wird besonders anschaulich, wenn beispielsweise ein kleiner Akteur, der in mehreren Jahren ein Projekt plant, mit einem großen Entwicklungsunternehmen verglichen wird: Der große Akteur kann verbesserte Konditionen mit dem Anlagenhersteller aushandeln und auch im Bereich der Investitionsneben- und Betriebskosten Synergien zwischen verschiedenen Projekten erzielen, ebenso hat er andere Spielräume und Konditionen bei der Projektfinanzierung. Derartige Effekte sind bei der Interpretation der ermittelten Durchschnittswerte für die Stromgestehungskosten stets zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite können sich auch aufhebende Effekte ergeben. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn als Bestandteil

besonders hoher Investitionsnebenkosten Projektflächen erworben wurden, die die Betriebskosten im Vorhabensverlauf senken.

Um das mögliche Zusammenspiel der verschiedenen Kostenbestandteile bei einer Vielzahl unterschiedlicher Projekte abzuschätzen, wird im Folgenden eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Die Monte-Carlo-Simulation ist ein probabilistisches Modell mit dem primären Ziel, Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Zufallsvariablen experimentell zu ermitteln. Ausgehend von den Eingangsannahmen und ihren Wahrscheinlichkeitsverteilungen können mögliche Ergebnisse simuliert werden. Um eine plausible und praktikable Abschätzung des gesamten Risikoumfangs zu erhalten, werden in der Monte-Carlo-Simulation eine Vielzahl möglicher Ergebnisvarianten berechnet und zu Wahrscheinlichkeitsverteilungen zusammengefasst. Die Methodik eignet sich, um aus den ermittelten Kostenbestandteilen mit parameterabhängigen Unsicherheiten unter Berücksichtigung stochastischer Zusammenhänge eine mögliche Verteilung der tatsächlichen Stromgestehungskosten zu ermitteln.

Bei der Anwendung der Monte-Carlo-Simulation wird für die einzelnen Eingangsparameter auf Basis der in Kapitel 1 dargestellten Kostendatenbasis für jeden Parameter eine zu erwartende Verteilung angenommen. Neben der Verteilung der einzelnen Parameter wird dabei der Zusammenhang einzelner Parameter berücksichtigt. In der vorliegenden Monte-Carlo-Simulation werden die Technologieauswahl, die Hauptinvestitionskosten, die Investitionsnebenkosten, die Betriebskosten und der Fremdkapitalzinssatz als variable Parameter berücksichtigt. Weitere Eingangsannahmen werden statisch mit ihrem mittleren Wert angesetzt. Für die relevanten variablen Eingangsparameter werden zudem Korrelationsanalysen auf Basis der verfügbaren Projektdaten mit Inbetriebnahme seit dem Jahr 2020 durchgeführt. Im Folgenden werden die betreffenden Annahmen näher beschrieben.

**Technologieauswahl**

Die Technologieauswahl kann die Stromgestehungskosten eines Projektes teils erheblich beeinflussen. Der Einfluss der Technologieauswahl als alleinstehender Faktor wurde in Abschnitt 2.3 dargestellt. Auch für die Betrachtung der Gesamtbandbreite muss die Technologieauswahl berücksichtigt werden. Dabei wird auf die Technologieklassen aus der vorhergehenden Einzelfaktoren-Analyse zurückgegriffen. Abgestellt wird auf die Gesamthöhe, die oftmals der begrenzende Faktor in der Technologieauswahl ist. In der Monte-Carlo-Simulation werden dabei die vier Gesamthöhenklassen (≤ 150 m, 150 m bis ≤ 200 m, 200 m bis ≤ 250 m sowie ≥ 250 m) genutzt. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens der vier Klassen entspricht dabei dem Anteil der Klasse an den berücksichtigten Windenergieanlagen im Betrachtungszeitraum (siehe Tabelle 2).

Die Technologieauswahl beeinflusst insbesondere die Höhe der Hauptinvestitionskosten sowie die am Referenzstandort erwarteten Energieeinträge. Die Energieerträge werden für jede Technologiegruppe einzeln festgelegt und statisch beibehalten. Die Höhe der Hauptinvestitionskosten wird abhängig von der Technologieauswahl festgelegt und zudem variabel angelegt. Alle weiteren Parameter werden als unabhängig von der Technologieauswahl angenommen.

**Hauptinvestitionskosten**

Die von der gewählten Technologiekonfiguration unabhängige Abweichung der erhobenen mittleren Hauptinvestitionskosten liegt bei 10 % (siehe Abschnitt 1.2). Diese Abweichung berücksichtigt nicht



die in der Realität von den Herstellern für einzelne Anlagen aufgerufenen Preise, die zum Beispiel abhängig von der eingekauften Anlagenanzahl oder den individuellen Lieferwegen und Standortbedingungen darüber hinaus variieren können. Diese Effekte können auf Basis der vorliegenden Daten nicht quantifiziert werden und werden daher im Folgenden vernachlässigt. Im Übrigen wird angenommen, dass die Hauptinvestitionskosten für die vier oben beschriebenen Technologieklassen jeweils mit einer Standardabweichung von 10 % um den jeweiligen Mittelwert normalverteilt sind.

**Investitionsnebenkosten**

Die Investitionsnebenkosten weisen, wie in Abschnitt 1.3 gezeigt, eine erhebliche Standardabweichung auf. In der untersuchten Stichprobe liegt diese bei 43 %. Im Folgenden wird angenommen, dass die Investitionsnebenkosten normalverteilt mit der entsprechenden Standardabweichung auftreten. Die Investitionsnebenkosten wurden zudem hinsichtlich einer Korrelation zu den Hauptinvestitionskosten untersucht – eine signifikante Korrelation konnte dabei nicht festgestellt werden.

**Betriebskosten**

Auch für die Betriebskosten wird im Folgenden eine Normalverteilung mit der in der Datenbasis ermittelt Standardabweichung von 22 % angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass Projekte, die in der ersten Betriebsdekade besonders hohe Betriebskosten aufweisen, auch in der zweiten Dekade durch hohe Kosten gekennzeichnet sind. Die Korrelationsanalyse bestätigt einen signifikanten Zusammenhang mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,86. Entsprechend wird in der Monte-Carlo-Simulation angenommen, dass die Höhe der Betriebskosten in der ersten Dekade mit den Betriebskosten in der zweiten Dekade korreliert. Die Verteilung der Betriebskosten auf fixe und variable Bestandteile bleibt bezogen auf die mittlere Standortgüte statisch. Weiterhin wurde untersucht, ob die Höhe der Betriebskosten in einem Zusammenhang mit der Höhe der Haupt-, Neben- oder Gesamtinvestitionen steht. Hierbei wurde eine signifikante Korrelation zu den Hauptinvestitionskosten in Höhe von 0,33 festgestellt. Auch dieser Zusammenhang wird in der Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt.

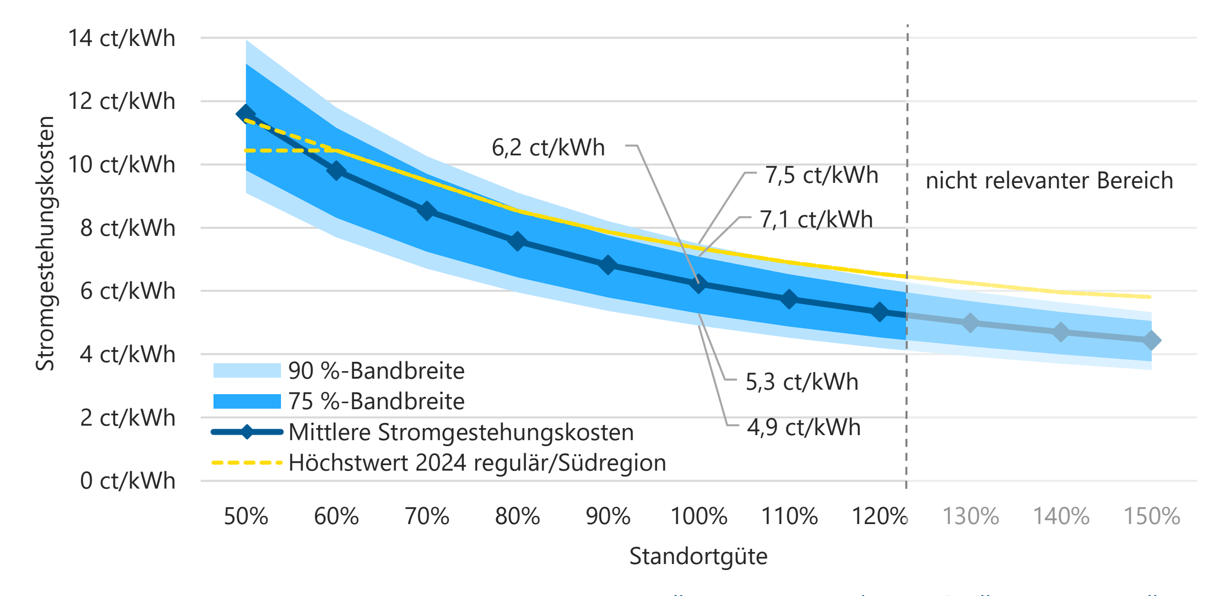
**Fremdkapitalzinsen**

Die der stromgestehungskosten Analyse zugrunde liegenden KfW-Zinsen lagen vor der Senkung Anfang Oktober 2024 auf einem langfristigen Hoch. Marktsignale, wie die Senkung der Leitzinsen durch die Europäische Zentralbank, weisen darauf hin, dass künftig wieder zu besseren Konditionen finanziert werden kann. Dies wird bestätigt durch die Projektentwickler-Angaben, die teilweise von günstigerem Fremdkapital in zukünftigen Projekten ausgehen. Um die Bandbreite möglicher Finanzierungskonditionen in der Monte-Carlo-Simulation zu berücksichtigen, wurden die Fremdkapitalzinsen mittels einer Dreiecksverteilung definiert. Dabei wird der im Basisszenario (siehe Abschnitt 2.1) angesetzten Wert als wahrscheinlichster Wert angenommen. Als Maximalwert wird der für die ersten drei Quartale des Jahres 2024 bei der KfW im entsprechenden Programm angegebene Zinssatz in Höhe von 5,63% definiert. Als untere Grenze wird ein um 2 Prozentpunkte niedrigerer Wert festgelegt. Es wird keine Korrelation zu einem anderen Eingangsparametern angenommen, wenngleich davon auszugehen ist, dass mit steigenden Kapitalmarktzinsen auch die Erwartungen an erzielbare Eigenkapital-Renditen steigen können.



**Monte-Carlo-Simulation**

Auf Basis der oben beschriebenen Auswertungen und Annahmen wird die Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Dabei werden in 10.000 Iterationen die variablen Eingangsparameter unter Berücksichtigung der beschriebenen Wahrscheinlichkeiten und Korrelationen zufällig gesetzt. Für jede der 10.000 Zufallskombinationen werden die Stromgestehungskosten für alle betrachteten Standortgüten ermittelt. Aus der resultierenden Verteilung der einzelnen Ergebniswerte lässt sich für jede Standortgüte eine Häufigkeitsverteilung möglicher Stromgestehungskosten ermitteln. Hieraus ergeben sich entsprechende Bandbreiten von Stromgestehungskosten, die sich mit einer bestimmten prozentualen Wahrscheinlichkeit an einem Standort mit einer definierten Standortgüte ergeben können. In Abbildung 17 ist die jeweilige Bandbreite dargestellt, in der die Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen mit der jeweiligen Standortgüte mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % bzw. 90 % liegen. Ebenfalls in der Grafik dargestellt, sind die aus dem im Jahr 2024 gültigen Höchstwerte am 100 % Standort resultierenden anzulegenden Werte je Standortgüte. Sie liegen für Standorte mit 120 % Standortgüte am oberen Rand der 90 %-Bandbreite, für Standorte mit 100 % Standortgüte am oberen Rand der 75 %-Bandbreite und für 60 %-Standorte knapp über dem Mittelwert.




*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

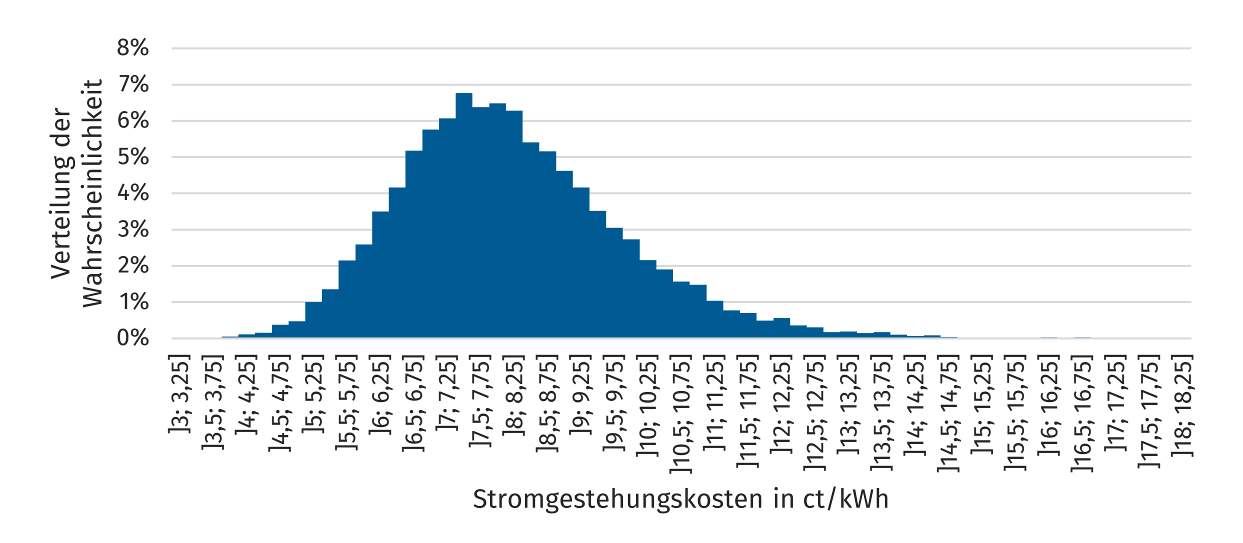
*Abbildung 17: Mittlere Stromgestehungskosten und P75 und P90-Bandbreiten sowie Höchstwert im Jahr 2024 nach Standortgüte*

Der Darstellung in Abbildung 17 ist nicht zu entnehmen, mit welcher Wahrscheinlichkeit im Markt Stromgestehungskosten unterhalb des aktuellen maximal anzulegenden Wertes auftreten, da dies von den Anteilen unterschiedlicher Standortgüten in den tatsächlichen Projekten abhängt. Um diesen ergänzenden Aspekt abzubilden, wird eine weitere Monte-Carlo-Simulation mit der Standortgüte als zusätzliche Variable durchgeführt. Die Verteilung der Standortgüte wurde entsprechend der an das Marktstammdatenregister gemeldeten Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2020 gewählt. Es wird angenommen, dass sich diese in der Zukunft entsprechend fortschreibt. Dabei wird somit bspw. nicht berücksichtigt, dass die mittlere Standortgüte von Windenergieanlagen bei einem vermehrten Zubau im Süden des Landes sinken könnte.

In Abbildung 18 ist das Ergebnis der zweiten Monte-Carlo-Simulation dargestellt. Die sich ergebende Häufigkeitsverteilung der möglichen Stromgestehungskosten für Windenergieprojekte in



Deutschland reicht von 3,5 ct/kWh bis 18,3 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten sind dabei tendenziell für Windenergieanlagen mit niedrigerer Standortgüte höher. Allerdings können die Kosten für ein besonders günstiges Projekt mit niedrigerer Standortgüte auch über denen eines windhöffigeren Standorts mit überdurchschnittlichen Kosten liegen.




*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 18: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten im deutschen Markt*

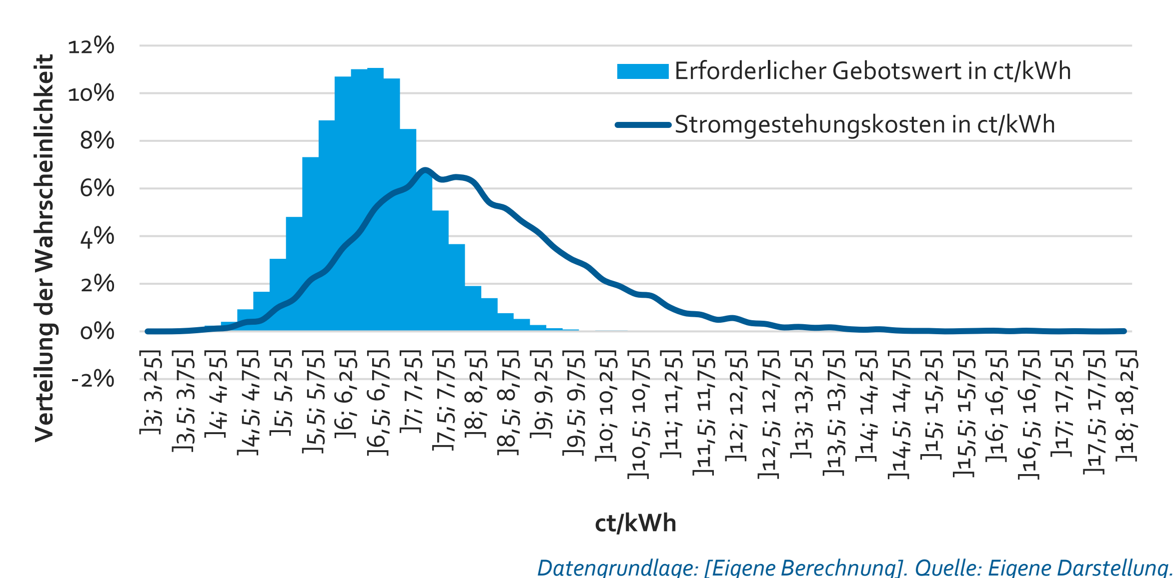
Im Rahmen der Förderung über das EEG wird durch die Anwendung des Referenzertragsmodells und durch die Anpassung der Zuschlagswerte mittels der Korrekturfaktoren der Einfluss der Standortgüte auf die Kosten teilweise aufgehoben. Eine vollständige Aufhebung der durch die Standortgüte bedingten Kostenunterschiede erfolgt nicht, da ein Anreiz, bessere Standorte auszubauen und die genehmigungsrechtlich bedingten Abregelungen am Anlagenstandort zu minimieren, erhalten werden soll. Im folgenden Abschnitt werden aus den dargestellten erwarteten Kosten die erforderlichen Gebotswerte abgeleitet.

# 3. Resultierende erforderliche Gebotswerte in der Ausschreibung

Das aktuelle Förderregime im EEG gleicht Standortunterschiede mittels des Referenzertragsmodells aus. Standorte mit niedrigerer Standortgüte (Standortertrag/konfigurationsspezifischer Referenzertrag) erhalten bei gleichem Zuschlagswert in der Ausschreibung eine höhere Förderung als Windenergieprojekte mit besserer Standortgüte. Es wird davon ausgegangen, dass das Gebot in der Ausschreibung vollständig aus den erwarteten Stromgestehungskosten ermittelt wird und keine darüberhinausgehenden Erlösquellen einbezogen werden.

Um aus den zu erwartenden Kosten erforderliche Gebotshöhen abzuleiten, müssen die für die jeweiligen Standortgüte geltenden Kosten mit dem zugehörigen Korrekturfaktor auf die theoretische Gebotshöhe am 100 %-Standort umgerechnet werden. Bei der Umrechnung auf den erforderlichen Höchstwert wurde vereinfacht angenommen, dass alle Standorte mit einer Standortgüte von unter 60 % in der Südregion liegen und entsprechend die erhöhten Korrekturfaktoren angewendet werden können. Weiterhin wird kein Aufschlag auf die Gebotswerte aufgrund möglicher Zeiträume mit negativen Preisen am Strommarkt angesetzt. Die Ergebnisse der zweiten Monte-Carlo-Simulation wurden entsprechend der jeweils angenommenen Standortgüte in die erforderlichen Gebotswerte umgerechnet und sind in Abbildung 19 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass aufgrund der Verteilung mittlerer Standortgüten (im Mittel bei 76 %) die Gebotswerte im Schnitt deutlich unter den erwarteten Stromgestehungskosten liegen. Die Verteilung der anzulegenden Werte, die aus dem Gebotswert multipliziert mit dem Korrekturfaktor resultieren, gleichen entsprechend wieder der Verteilung der Stromgestehungskosten.




*Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.*

*Abbildung 19: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte*

Auf Basis der Monte-Carlo-Simulation mit Berücksichtigung der Verteilung der Standortgüte ist in Tabelle 4 für unterschiedliche (fiktive) Höchstwerte dargestellt, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Windenergieprojekt mit den jeweiligen erwarteten Kosten ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann. Beispielsweise liegt die Wahrscheinlichkeit, dass ein potenzielles Windenergieprojekt unter den getroffenen Annahmen zum ursprünglich im EEG festgelegten Höchstwert in Höhe von 5,88 ct/kWh ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann, bei 23 %. Der Großteil der Vorhaben hätte zu diesem



Höchstwert somit nicht realisiert werden können. Mit dem im Ausschreibungsjahr 2024 gültigen Höchstsatz von 7,35 ct/kWh wird die Wahrscheinlichkeit, mit der ein wirtschaftliches Gebot abgeben werden kann, auf 82 % erhöht. Entsprechend liegt die Wahrscheinlichkeit, dass eine Projektkonstellation nicht wirtschaftlich realisiert werden kann bei 18 %.

*Tabelle 4: Wahrscheinlichkeit mit der das erforderliche Gebot von potenziellen Windenergievorhaben kleiner oder gleich unterschiedlicher (fiktiver) Höchstwerte ist*

| Fiktiver Höchstwert | Wahrscheinlichkeit: erforderliches Gebot ≤ fiktivem Höchstwert |
|---|---|
| **5,88 ct/kWh** | 23% |
| 6,00 ct/kWh | 27% |
| 6,25 ct/kWh | 38% |
| 6,50 ct/kWh | 49% |
| 6,75 ct/kWh | 60% |
| 7,00 ct/kWh | 71% |
| 7,25 ct/kWh | 79% |
| **7,35 ct/kWh** | 82% |
| 7,50 ct/kWh | 86% |
| 7,75 ct/kWh | 91% |
| 8,00 ct/kWh | 95% |
| 8,50 ct/kWh | 98% |
| 9,00 ct/kWh | 99% |
| 10,00 ct/kWh | 100% |

*Datengrundlage: [Eigene Berechnung] - Ausgewählte Werte aus der Monte-Carlo-Simulation*

Zum Berichtszeitpunkt wurde noch keine Festlegung eines Höchstwerts für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2025 getroffen. Um die Ausbauziele des Bundes zu erreichen, ist es erforderlich, einen Großteil des vorhandenen Projektpotenzials zu realisieren. Tabelle 4 zeigt auf, welche Wirkung ein bestimmter Höchstwert auf den Anteil an Projekten hat, die potenziell zu diesem Wert realisierbar wären.

Bei der Interpretation der Ergebnisse im Hinblick auf die zukünftige Auslegung des Höchstwertes ist zu beachten, dass Anlagen, die an den Ausschreibungsrunden im Jahr 2025 teilnehmen, voraussichtlich nach zwei Jahren in Betrieb genommen werden und große Anteile der Kosten somit erst zu diesem Zeitpunkt anfallen bzw. feststehen. Die im Rahmen des Vorhabens erfassten Kostendaten reichen nicht weit genug, um eine direkte Aussage über die Kosten von Projekten mit Inbetriebnahme im Jahr 2027 zu treffen. Künftige Kostenentwicklungen können den Förderbedarf entsprechend beeinflussen. Da die erforderliche Gebotshöhe durch die Projektentwickler ebenfalls zum Zeitpunkt des Gebots und nicht zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme festgesetzt wird, wird davon ausgegangen, dass die berücksichtigten Kostendaten die den Projektentwicklern vorliegenden Erfahrungswerten weitestgehend entsprechend und somit zur Festlegung von Höchstwerten geeignet sind.

Auf Basis der aktuell vorliegenden Kostendaten und ergänzend getroffenen Annahmen ergibt sich eine geringfügig verbesserte Wahrscheinlichkeit für wirtschaftlich realisierbare Projektkonstellationen bei einem Höchstwert von 7,35 ct/kWh am 100 %-Standort. Ende 2023 wurde die Wahrscheinlichkeit zur wirtschaftlichen Umsetzung für Projektkonstellation beim geltenden Höchstwert mit 78 % bewertet, in der aktuellen Bewertung ergibt sich ein Wert von 82 %. Die Ergebnisse der Analyse der erforderlichen Gebotswerte begründen weder eine erforderliche Steigerung noch eine notwendige Senkung des aktuellen Höchstwertes. Unter den getroffenen



Annahmen sollte die aktuell positive Marktdynamik bei der Entwicklung von Windenergie an Land in Deutschland durch die Beibehaltung eines Höchstwertes von 7,35 ct/kW ausreichend abgesichert sein. Von den Abnahmen abweichende Marktentwicklungen können die erforderlichen Gebotswerte beeinflussen, sodass weiterhin eine regelmäßige Überprüfung der Angemessenheit des Höchstwertes bei den Ausschreibungen für die Windenergie an Land erforderlich ist.



# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| € | Euro |
| a | Jahr |
| At | Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€] |
| BMWK | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| ct | Cent (Eurocent) |
| D1 | Erste Betriebsdekade |
| D2 | Zweite Betriebsdekade |
| DWG | Deutsche WindGuard |
| EEG | Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) |
| EZB | Europäische Zentralbank |
| ggf. | Gegebenenfalls |
| GH | Gesamthöhe |
| GW | Gigawatt |
| h | Stunden |
| HIK | Hauptinvestitionskosten |
| i | Kalkulatorischer Zinssatz [%] |
| Io | Gesamtinvestition [€] |
| IBN | Inbetriebnahme |
| Inkl. | Inklusive |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattstunden |
| m | Meter |
| $m^2$ | Quadratmeter |
| MaStR | Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes |
| Mel | Jährlicher Energieertrag [MWh] |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattstunden |
| n | Nutzungsdauer in Jahren |
| NH | Nabenhöhe |
| P | Nennleistung |
| PLZ | Postleitzahl |
| Q4 | Viertes Quartal |
| Ref | Referenzstandort |
| SFL | Spezifische Flächenleistung |
| StGK | Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh] |
| t | Jahr der Nutzungsdauer |
| Vgl. | Vergleiche |
| VLS | Volllaststunden |
| W | Watt |
| WEA | Windenergieanlage |
| z. B. | Zum Beispiel |
| ZSW | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg |



## Literaturverzeichnis

BNetzA. (2024). *Marktstammdatenregister (MaStR) mit diversen eigenen Datenkorrekturen und Ergänzungen*. https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR

Busse, Verena. (2016, September 7). Fachbeitrag - Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen bei Windenergievorhaben. *Blog ErneuerbareEnergien.NRW*. https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/ausgleichs-und-ersatzmassnahmen-bei-windenergievorhaben/

BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2018). *Rückbauverpflichtung bei Windenergieanlagen* [Hintergrundpapier]. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/hintergrundpapiere-oeffentlich/themen/Technik/20180611_bwe_hintergrundpapier_rueckbau.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2008). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6: Stromerzeugung aus Windenergie*.

DWG, Deutsche WindGuard. (2011). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG*. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2011/Vorbereitung%20und%20Begleitung%20der%20Erstellung%20des%20Erfahrungsberichtes%202011%20gem%C3%A4%C3%9F%20%C2%A7%2065%20EEG.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2013). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems.* https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2013/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2015). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update*. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2015/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland%20-%20Update.pdf

DWG, Deutsche WindGuard. (2021). *Markt- und Kostensituation der Windenergie an Land, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land, vom 1. September 2021 (zuletzt überarbeitet am 06. Oktober 2021), nicht veröffentlicht.*

DWG, Deutsche WindGuard. (2022). *Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kurzfristanalyse-zur-kostensituation-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=8

DWG, Deutsche WindGuard. (2023). *Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2023* (Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien- Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-eb-wal-kostensituation-20231123.pdf?__blob=publicationFile&v=6

DWG, Deutsche WindGuard, & ZSW, Zentrum für Sonnenenergie-und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land* (S. 421) [Wissenschaftlicher Bericht]. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf;jsessionid=149C09595388E0A84583D9F90C0AC1D7?__blob=publicationFile&v=7



DWG, Deutsche WindGuard, ZSW, Zentrum für Sonnenenergie-und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, BioConsult SH, & SUER, Stiftung Umweltenergierecht. (2022). *EEG-EB WaL - Zweiter Zwischenbericht*.

FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2016). *Kompensation von Eingriffen in das Landschaftsbild durch Windenergieanlagen im Genehmigungsverfahren und in der Bauleitplanung* (S. 20). Fachagentur Windenergie an Land. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Hintergrundpapier_Kompensation_Eingriffe_Landschaftsbild_durch_WEA_06-2016.pdf

KfW. (2024). *Konditionenübersicht für Endkreditnehmer in den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe Konditionenübersicht für Endkreditnehmer, diverse Stände, keine vollständige Erfassung alle Entwicklungsstufen*. https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270